МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Акционерная компания трубопроводного транспорта нефтепродуктов
"ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ"

ИНСТРУКЦИЯ
ПО УЧЕТУ НЕФТЕПРОДУКТОВ
НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ

РД 153 - 39 - 011 - 97

1997 год

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Акционерная компания трубопроводного транспорта нефтепродуктов
"ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ"

"УТВЕРЖДАЮ"
Президент Акционерной компании трубопроводного транспорта нефтепродуктов
"ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ"

_____ **И.Т.Ишмухаметов**

"20" 01 1997 г.

"УТВЕРЖДАЮ"
Заместитель Министра
топлива и энергетики
Российской Федерации

_____ **Е.С. Морозов**

"23" 01 1997 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ
ПО УЧЕТУ НЕФТЕПРОДУКТОВ
НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ

РД 153-39-011-97

"СОГЛАСОВАНО"
Заместитель Председателя
Комитета Российской Федерации
по стандартизации, метрологии
и сертификации

_____ **Л.К. Исаев**

"26" XII 1996г.

1996 год

ИНСТРУКЦИЯ
ПО УЧЕТУ НЕФТЕПРОДУКТОВ
НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ

РД 153-39-011-97

Взамен "Инструкции по учету нефтепродуктов на магистральных нефтепродуктопроводах", утв. 25.12.87г. Заместителем Председателя Госкомнефтепродукта СССР

Срок введения установлен с 01.02.97 г.

Настоящая инструкция устанавливает порядок учета нефтепродуктов, проведения учетно-расчетных операций и оформления товарных балансов при перекачке нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам (МНПП) и является обязательной для всех акционерных обществ АК "Транснефтепродукт", а также потребителей и поставщиков, пользующихся услугами АО магистральных нефтепродуктопроводов АК "Транснефтепродукт" независимо от принадлежности субъектов РФ и форм собственности, на всей территории Российской Федерации, а также при транспортировке в страны СНГ, Латвию, Венгрию и др.

Инструкция разработана на основе опыта эксплуатации организаций магистральных нефтепродуктопроводов, с учетом действующей нормативно-технической документации в области учета, стандартизации и метрологии.

Исполнителями работы являются:

От ХНИЛ "Транснефтегаз"	-	чл.кор. Академии наук , д.т.н., профессор Новоселов В.Ф., д .т.н . Фролов Ю.А., инж.Муфтахова В.Н., к.т.н. Муфтахов Е.М.
От ГАНГ им. И. М. Губкина	-	д.т.н., профессор Лурье М.В.
От АК "Транснефтепродукт"	-	главный метролог, к.т.н., доцент Федотов Н.М., вед.технолог Кайгородова Л.Т.

ИНСТРУКЦИЯ
ПО УЧЕТУ НЕФТЕПРОДУКТОВ
НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Акционерные общества магистральных нефтепродуктопроводов (далее АО), входящие в АК "Транснефтепродукт", принимают нефтепродукты от Заказчиков для их перемещения из пунктов производства в пункты сдачи и отгрузки в соответствии с условиями договоров на услуги по транспортированию нефтепродуктов.

Заказчик - юридическое лицо, владеющее нефтепродуктами на правах собственности (Грузовладелец) , вступающее в договорные отношения с АК "Транснефтепродукт" и/или ее АО на прием, транспортирование и сдачу нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам на пункты назначения или отгрузку их с наливных пунктов.

Грузоотправитель - юридическое или физическое лицо, действующее по договору (по доверенности) с Заказчиком и от его лица выполняющее операции по приему (отпуску, отгрузке) нефтепродуктов и оформлению транспортных документов.

Исполнитель - АК "Транснефтепродукт" или ее АО, выполняющие все условия заключенного с Заказчиком договора на транспортирование нефтепродуктов по территории России и за ее пределы.

Получатель - лицо, получающее нефтепродукт в пункте назначения.

1.2. Прием и сдача нефтепродуктов по количеству и качеству осуществляется на приемо-сдаточных пунктах (ПСП) на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), головных, конечных и других перекачивающих станциях (ПС), наливных пунктах (НП) и раздаточных блоках магистральных нефтепродуктопродов (МНПП), нефтебазах, АЗС, складах горюче-смазочных материалов (ГСМ) и других организаций (предприятий) по обеспечению нефтепродуктами (ПОН).

Приемка нефтепродуктов по количеству и качеству должна производиться с соблюдением требований, предусмотренных Инструкциями:

- по количеству - о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству. Утверждена постановлением Госарбитража СССР от 15.06.65 **N П-6** (с последующими дополнениями и изменениями);

- по качеству - о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству. Утверждена постановлением Госарбитража СССР от 25.04.66 **N П-7** (с последующими дополнениями и изменениями).

1.3. При проведении учетно-расчетных операций в системе трубопроводного транспорта следует различать следующие нефтепродукты:

- нефтепродукт Заказчика, который принимается от него или для него для оказания услуг по транспортированию;

- нефтепродукт - собственность АО, технологически необходимый для поддержания оптимальных режимов перекачки (объем трубопроводов и мертвых остатков в резервуарах);
- нефтепродукт, приобретаемый АО для реализации и собственных нужд трубопроводного транспорта.

1.4. При учете нефтепродуктов следует различать оперативный учет, который обеспечивает нормальный режим эксплуатации системы магистральных трубопроводов и коммерческий учет, необходимый для получения объективной документации - коммерческой, бухгалтерской и учетной, используемой при учетно-расчетных операциях.

1.5. При проведении учетно-расчетных операций массу нефтепродуктов определяют методами, регламентированными ГОСТ 26976-86.

1.6. Средства измерений и методики выполнения измерений, применяемые при коммерческом учете нефтепродуктов, подлежат государственному метрологическому контролю и надзору.

1.7. Учет нефтепродуктов осуществляется в весовых единицах - тоннах.
При определении объема и массы нефтепродуктов результаты расчетов округляют и записывают: объема - до 0,001 м^3 ***(1 л)***, массы - до 0,001 т (*1 кг*).

1.8. Учетное время в системе АК "Транснефтепродукт" - **6^{00} час. московского времени.**

2. ПРИЕМ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И СДАЧА НЕФТЕПРОДУКТОВ

2.1. Общие положения

2.1.1. Прием нефтепродуктов в пункте предъявления к транспортированию и сдача в пункте назначения производятся по измерениям в резервуарах, транспортных средствах или по коммерческим узлам учета представителями Заказчика или Исполнителя с составлением акта приема-сдачи. Запрещается производить одновременно прием и сдачу нефтепродукта из одного и того же резервуара.

Прием и сдача нефтепродуктов по резервуарам, имеющим просроченные градуировочные таблицы запрещается.

2.1.2. Стационарные пробоотборники, используемые для отбора проб из резервуаров и трубопроводов , должны соответствовать требованиям ГОСТ 2517-85.

2.1.3. Технологическая обвязка и запорная арматура резервуаров и узлов учета должны быть технически исправны и не допускать перетока и утечки нефтепродуктов.

2.1.4. Резервуары и транспортные средства должны подвергаться зачистке в соответствии с действующими правилами по их эксплуатации и с ГОСТ 1510-84.

2.1.5. Прием и сдача нефтепродуктов с использованием резервуаров проводится после не менее 2-х часового отстоя и удаления подтоварной воды.

2.1.6. Прием и сдача нефтепродуктов осуществляется уполномоченными представителями Заказчика и Исполнителя при наличии доверенности на совершение указанных операций (Приложение 13).

2.1.7. При приеме и сдаче во всех случаях качество нефтепродуктов должно соответствовать требованиям нормативно-технических документов (НТД) и подтверждаться паспортом качества с информацией о сертификате соответствия.

2.1.8. По требованию Заказчика Исполнитель предоставляет результаты анализов остатков нефтепродуктов в резервуарах.

При сдаче нефтепродуктов Получателям Исполнитель (или Получатель совместно с Исполнителем) производят контроль их качества по номенклатуре показателей, предусмотренных инструкцией и договорами на совершение услуг по транспортированию нефтепродуктов.

Контроль качества нефтепродуктов проводят в соответствии с РД 112-РСФСР-040-91 “Положение об организации контроля и обеспечения сохранности качества нефтепродуктов в системе Российского Государственного концерна по обеспечению нефтепродуктами "Роснефтепродукт", утв. 17 октября 1991 г. - М.

2.1.9. Базовые высоты (высотные трафареты) резервуаров приемо-сдаточных пунктов МНПП, а также нефтебаз и АЗС измеряют один раз в год в летнее время, а также после их рёмонта и зачистки с составлением соответствующих актов.

Акты утверждаются главным инженером или руководителем организации, эксплуатирующей резервуары, и прилагаются к паспортам и градуировочным таблицам резервуаров.

2.1.10. Заказчик (Грузоотправитель) совместно с Исполнителем проверяет закрытие и герметичность расходных задвижек резервуаров и всех других задвижек, технологически связанных с приемной линией, пломбирует их и отражает это в специальном журнале регистрации пломб.

После окончания сдачи нефтепродуктов и оформления акта приема-сдачи пломбы снимаются.

2.1.11. Началом транспортировки считается дата сдачи нефтепродуктов Заказчиком (Грузоотправителем) в резервуары Исполнителя или НПЗ с составлением акта приема-сдачи.

2.1.12. Учитывая технологию последовательной перекачки, цикличность работы трубопровода производится накопление односортных нефтепродуктов нескольких Заказчиков до минимальной партии. График поставки может быть откорректирован по согласованию сторон, но не позднее, чем за пять дней до планируемого месяца.

2.1.13. Для обеспечения нормального режима эксплуатации систем магистральных нефтепродуктопроводов проводят оперативный учет.

Оперативный учет нефтепродуктов и их остатков осуществляют в АО - товарно-транспортные отделы (ТТО), в структурных подразделениях АО - товарно-транспортные службы (ТТС), на линейно - производственных диспетчерских станциях (ЛПДС), ПС и НС - операторы. Указанные сведения записывают в суточные диспетчерские и операторные листы.

2.1.14. Сведения за сутки о движении нефтепродуктов (о приеме, сдаче и их наличии) формируются и передаются в вышестоящую организацию по состоянию на 06 часов московского времени.

2.1.15. По каждому нефтепродуктопроводу ТТО (ТТС) АО по оперативным данным откачки, поступления на конечные пункты, сброса на ЛПДС и ПС, попутные нефтебазы и АЗС через каждые два часа ведут учет движения нефтепродуктов и составляют оперативный баланс в единицах массы (кг, т) за каждые два часа и за сутки в целом.

При этом необходимо учитывать допустимое расхождение баланса, обусловленное изменениями объема и плотности нефтепродуктов из-за разности температур закачанного нефтепродукта и поступившего на промежуточные и конечные приемо-сдаточные пункты.

Методика составления оперативного баланса по массе нефтепродукта приводится в приложении 1.

При возникновении дебаланса проводят контроль режимов перекачки по трубопроводу с проведением измерений не реже одного раза в час с обязательной сверкой часов. Кроме того проводят анализ работы технических средств, используемых для измерений и достоверности полученной измерительной информации, используемой при сведении оперативных балансов.

2.1.16. Заказчик или по его поручению Получатель или Исполнитель имеют право с участием представителей заинтересованных сторон проводить проверки состояния учета нефтепродуктов, сдаваемых на ПСП, АЗС, ГСМ и другие ПОН.

Результаты проверок и принятые меры при обнаружении излишков и недостач оформляются письменно и доводятся до руководства АО, АК "Транснефтепродукт" и ПОН.

2.1.17. Отбор проб должен проводиться в соответствии с ГОСТ 2517-85. При отборе проб во всех случаях должен быть обеспечен сбор, сохранение и реализация сливаемого нефтепродукта, не входящего в пробу, и пробы.

2.2. Учет нефтепродуктов при приеме и сдаче на наливных пунктах

2.2.1. Условия отгрузки нефтепродуктов и услуги по наливу в транспортные средства устанавливаются отдельным договором между Заказчиком, либо Получателем по грузовой таможенной декларации (ГТД) и Исполнителем (Соисполнителем).

2.2.2.При сдаче нефтепродуктов на наливных пунктах в железнодорожные,автомобильные цистерны и танки речных и морских судов представители сторон совместно или только Исполнитель по доверенности согласно договора определяют массу нефтепродукта в каждой цистерне (судне). Масса налитого нефтепродукта в железнодорожные цистерны сверяется с его массой, измеренной в резервуаре Исполнителя при каждом наливе, о чем делается отметка в журнале оператора Исполнителя. Пломбирование цистерн производит Грузоотправитель после приема нефтепродукта.

2.2.3. Подготовку железнодорожных и автомобильных цистерн и судов под налив производят в соответствии с ГОСТ 1510-84.

2.2.4. Налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны в соответствии с ГОСТ 1510-84 производится с учетом изменения объема из-за повышения температуры нефтепродуктов в пути следования и в пункте назначения.

2.2.5. При отгрузке нефтепродуктов за пределы Российской Федерации Грузоотправитель оформляет необходимые документы о параметрах подвижного состава в соответствии с приказом N 426 от 19 августа 1994 г. ГТК РФ.

Пригодность железнодорожных цистерн к перевозке нефтепродуктов в коммерческом и техническом отношении определяет грузоотправитель, который несет ответственность за порчу груза в результате налива в несоответствующую или неочищенную цистерну.

Подаваемые под налив железнодорожные цистерны должны сопровождаться документом, в котором должно быть указано наименование нефтепродукта, под налив которого цистерна подготовлена.

2.2.6. После налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны Грузоотправитель обязан проверить правильность закрытия крышки люка, наличие прокладки; о замеченных недостатках сообщить представителю железной дороги для устранения их в установленный срок.

2.2.7. Железнодорожные цистерны, танки речных и морских судов с нефтепродуктами должны быть опломбированы пломбой грузоотправителя. Грузоотправитель несет ответственность за правильность определения количества и качества нефтепродуктов в цистернах и судах при наливе.

2.2.8. На нефтепродукты, отгружаемые железнодорожными цистернами, Грузоотправитель оформляет железнодорожную накладную.

К железнодорожной накладной Грузоотправитель прикладывает паспорт качества с информацией о сертификате соответствия на отгружаемый нефтепродукт.

При отгрузках нефтепродуктов группами цистерн в адреса разных Получателей паспорт качества должен быть приложен в количестве не менее 5 экз. в каждый адрес, который используется в случае отцепки цистерн в процессе их движения по технической неисправности или другим причинам.

При отгрузках маршрутами топлива для реактивных двигателей паспорта качества должны быть приложены к каждой цистерне.

При отгрузке нефтепродуктов маршрутами или группами цистерн при их переформировании в процессе движения на распределительных пунктах, паспорта качества с информацией на сертификаты соответствия должны быть приложены к каждой цистерне.

2.2.9. Из железнодорожных и автомобильных цистерн в пунктах налива и слива отбирают пробы по ГОСТ 2517-85.

2.2.10. Станция отправления выдает Грузоотправителю квитанцию на принятый к перевозке нефтепродукт. Эта квитанция является документальным подтверждением исполнения договора между Заказчиком и Исполнителем и основанием для финансовых расчетов с Грузоотправителем.

2.2.11. Кроме железнодорожной накладной, которая следует с нефтепродуктом в пункт назначения, Грузоотправитель на каждый наливаемый маршрут в адреса Получателей составляет отгрузочную ведомость по форме приложения 2, которую вместе с прилагаемыми к ней квитанциями передают в бухгалтерию Исполнителя. Ведомости являются основанием для списания соответствующего собственного нефтепродукта со счета " Ресурсы...", проведения взаиморасчетов.

2.3. Учет нефтепродуктов при приеме и сдаче по отводам магистральных нефтепродуктопроводах

2.3.1. Учет нефтепродуктов при приеме и сдаче по отводам магистральных нефтепродуктопроводов должен производиться в соответствии с РД 153-39.4-001-96 "Правила сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ по отводам магистральных нефтепродуктопроводов" (Приложение 3).

В каждом конкретном случае разрабатывается рабочая инструкция и утверждается совместно организациями АО и предприятиями по обеспечению нефтепродуктами (ПОН).

2.3.2. Операция приема-сдачи нефтепродуктов проводится путем закачки их из магистрального нефтепродуктопровода по отводу в резервуары с последующим измерением и сдачей этих нефтепродуктов.

2.3.3. Отвод или узел подключения должен быть опломбирован, обеспечивать возможность проверки герметичности, оборудован шиберной задвижкой или шаровым краном.

Конечный узел задвижек отвода на территории ПОН (АЗС , склад ГСМ и др.), вне зависимости от принадлежности отвода Заказчику или Исполнителю, должен быть огражден и запираться на замок.

Исполнитель совместно с Получателем пломбируют концевые задвижки и сдают охране ПОН с записью в журнале регистрации по формам приложений 4,5.

2.3.4. Заказчик обеспечивает Исполнителя технической документацией по ПОН, АЗС, складу ГСМ (технологической схемой, технологической картой эксплуатации резервуаров, градуировочными таблицами резервуаров и трубопроводов).

2.3.5.Контроль за наполнением резервуара и изменением уровня нефтепродукта в нем не реже чем через каждые 2 часа(в четные часы)осуществляет оператор Заказчика (Получателя) в присутствии оператора Исполнителя (либо лица уполномоченные для проведения этих операций) по показаниям объемного (массового) счетчика или путем измерения уровня с помощью стационарного уровнемера.

Данные о поступлении нефтепродукта за каждые два часа оператор Получателя сообщает оператору перекачивающей станции, а последний - диспетчеру структурного подразделения АО, который затем сообщает их диспетчеру АО.

2.3.6. Объем и массу нефтепродукта, принятого по отводу магистрального нефтепродуктопровода, представители Исполнителя и Получателя определяют совместными измерениями уровня, плотности, температуры нефтепродукта, а также подтоварной воды в резервуаре до и после заполнения; по градуировочной таблице определяют объем нефтепродукта в технологической части от концевой задвижки на отводе трубопровода до резервуара на нефтебазе. Приемо-сдаточный акт оформляется по форме приложения 8.

Нефтепродукты, находящиеся в отводах и числящиеся на балансе нефтебазы, являются ее собственностью, и учитываются в остатках этой нефтебазы.

2.3.7. При отпуске нефтепродуктов в автомобильных цистернах учет нефтепродуктов ведут в соответствии с приложением 38.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО УЗЛУ УЧЕТА

3.1. При приеме - сдаче нефтепродуктов по коммерческому узлу учета или коммерческому расходомеру их массу определяют в соответствии с инструкцией, согласованной с Госстандартом РФ.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

4.1. Общие положения

4.1.1. Массу нефтепродуктов в резервуарах определяют объемно-массовым статическим или гидростатическим методами в соответствии с ГОСТ 26976-86.

Значение массы нефтепродуктов, полученное при измерении, принимают за действительное.

4.1.2. При определении массы нефтепродуктов в автомобильных и железнодорожных цистернах наряду с косвенным объемно-массовым статическим методом используют и прямые методы (взвешивание) и динамические с помощью счетчиков.

При применении прямых методов измеряют массу продуктов с помощью весов, весовых дозаторов и устройств, массовых счетчиков или массовых расходомеров с интеграторами.

4.1.3. Масса нефтепродукта в морских и речных судах определяется в соответствии с Инструкцией №06/21-8-446"О порядке поступления, хранения, отпуска и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах, наливных пунктах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР", утвержденной 15 августа 1985 г., или в соответствии с Общими правилами перевозок грузов, пассажиров и багажа по морским путям сообщения на судах Министерства морского флота 4-М.

4.2. Определение массы нефтепродуктов объемно-массовым статическим методом в резервуарах, железнодорожных и автомобильных цистернах

4.2.1. Определение вместимости и градуировка резервуаров, железнодорожных и автомобильных цистерн.

4.2.1.1. Определение вместимости и градуировку стальных вертикальных цилиндрических резервуаров проводят в соответствии с МИ 1823-87.

4.2.1.2. Определение вместимости и градуировку железобетонных цилиндрических резервуаров проводят по РД 50-156-79.

4.2.1.3. Определение вместимости и градуировку горизонтальных цилиндрических резервуаров объемом от 3 до 200 $м^3$ проводят по ГОСТ 8.346-79.

4.2.1.4. Железнодорожные и автомобильные цистерны, применяемые в качестве мер вместимости при учетно-расчетных операциях, должны быть отградуированы в соответствии с требованиями инструкции 36-55.

4.2.1.5. Градуировочные таблицы пересматривают в установленные сроки в соответствии с действующими стандартами. После каждого ремонта, связанного с изменением вместимости, резервуар должен быть переградуирован, а послс изменения

оснащенности его внутренним оборудованием градуировочная таблица должна быть пересмотрена и утверждена в установленном порядке.

Ежегодно проводить коррекцию днищ резервуаров с составлением соответствующих актов по каждому резервуару.

4.2.1.6. Работы по градуировке резервуаров выполняют специализированные метрологические организации (группы) или лица, прошедшие обучение по выполнению измерений вместимости резервуаров в порядке, установленном Госстандартом РФ, получившие право на проведение указанных работ и зарегистрированные в установленном порядке.

Градуировочные таблицы на резервуары, предназначенные для оперативного контроля, утверждает руководитель (главный инженер) АО; на резервуары, предназначенные для учетно-расчетных операций, утверждает руководитель территориального органа Госстандарта РФ.

4.2.2. Определение уровня нефтепродуктов и подтоварной воды в резервуарах и транспортных средствах.

4.2.2.1.Уровень нефтепродукта в резервуарах измеряют стационарными уровнемерами,обеспечивающими точность определения массы в соответствии с ГОСТ26976-86, а также вручную измерительной рулеткой с грузом(лотом) по ГОСТ 7502-89. Уровень нефтепродукта в железнодорожных цистернах измеряют вручную метроштоком по ТУ 112-РСФСР-029-90.

4.2.2.2. Объем нефтепродуктов в автомобильных цистернах определяется по указателю уровня налива, установленному в горловине котла автоцистерны на уровне, соответствующем ее действительной вместимости, или по заданной дозе согласно показаниям объемного счетчика.

Действительную вместимость автомобильных цистерны по указателю уровня налива устанавливает завод - изготовитель. Вместимость автомобильных цистерн поверяется территориальными органами Госстандарта согласно ГОСТ 27352-87 и Инструкции 36-55. Периодичность поверки вместимости автомобильных цистерн - не реже 1 раза в 2 года.

При использовании для измерений объема (дозы) нефтепродукта объемного счетчика, погрешность измерений не должна превышать ± 0.5 % в рабочих условиях.

4.2.2.3. Измерение уровня нефтепродукта рулеткой с грузом (лотом) осуществляют в следующей последовательности.

4.2.2.3.1. Проверяют базовую высоту (высотный трафарет) как расстояние по вертикали между днищем резервуара в точке касания лота рулетки и риской планки замерного люка . Полученный результат сравнивают с известной (паспортной) величиной базовой высоты, нанесенной на резервуаре.

Если базовая (паспортная) высота ($H_Б$) отличается от полученного результата более, чем на 0,1% $H_Б$, необходимо выявить причину изменения базовой высоты и устранить ее.

4.2.2.3.2. Измерительную ленту рулетки с лотом следует опускать медленно до касания лотом днища, не допуская отклонения лота от вертикального положения и ударов о днище резервуара, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефтепродукта, не допуская волн. Лента рулетки должна находиться все время в натянутом состоянии, а место касания лота на днище резервуара должно быть горизонтальным и жестким.

4.2.2.3.3. Поднимают ленту рулетки вверх строго вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте.

4.2.2.3.4. Отсчет по ленте рулетки производят до 1 мм сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком.

4.2.2.3.5. Ленту рулетки до и после измерений необходимо протереть мягкой тряпкой насухо.

4.2.2.4. Измерение уровня нефтепродукта в каждом резервуаре или железнодорожной цистерне производят дважды. Если результаты измерений отличаются на 1 мм, то в качестве результата измерения уровня принимается их среднее значение, если полученное расхождение измерений более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее по трем наиболее близким измерениям.

4.2.2.5. Измерение уровня нефтепродукта метроштоком осуществляют аналогично требованиям пп. 4.2.2.3 и 4.2.2.4.

4.2.2.6.Определение уровня подтоварной воды в резервуарах и транспортных емкостях.

Определение уровня подтоварной воды в резервуарах и транспрортных емкостях производят при помощи водочувствительной ленты или пасты.

Для определения уровня подтоварной воды водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота или к нижнему концу метроштока с двух противоположных сторон.

Водочувствительную пасту наносят тонким слоем (0,2 - 0,3 мм) на поверхность лота или нижний конец метроштока полосками с двух противоположных сторон.

Рулетка с лотом или метрошток с водочувствительной пастой или с прикрепленной водочувствительной лентой при определении уровня подтоварной воды должны выдерживаться в резервуаре или емкости неподвижно в течение 2-3 минут, когда водочувствительный слой полностью растворится и грань между слоями воды и нефтепродукта будет резко выделена.

Определения уровня подтоварной воды в резервуарах и транспортных средствах следует производить согласно пп. 4.2.2.4 и 4.2.2.5.

Измерение уровня подтоварной воды должно быть повторено, если на ленте или пасте уровень обозначается нечетко, косой линией или на не одинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонное положение лота при выполнении измерений.

Размытая грань является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтепродуктом и свидетельствует о наличии водоэмульсионного слоя. В этом случае необходимо измерение повторить после отстоя и расслоения эмульсии.

Определив уровень подтоварной воды с помощью водочувствительной ленты или пасты, по градуировочной таблице резервуара или транспортной емкости находят объем подтоварной воды.

Для определения фактического объема нефтепродукта нужно из объема, отвечающего уровню наполнения емкости, вычесть объем подтоварной воды.

4.2.2.7. Уровни нефтепродукта в железнодорожных цистернах при отсутствии счетчиков или узлов учета измеряют метроштоком через горловину котла цистерны в 2-х противоположных точках горловины по оси цистерны, следя за тем, чтобы метрошток опускался вертикально на нижнюю образующую котла цистерны и не попадал в углубление для нижних сливных приборов.

Расхождения в измерениях не должны превышать 1 мм, в противном случае измерения необходимо повторить.

Если объем отпущенных нефтепродуктов определяют по коммерческим счетчикам, то их уровень в цистернах не измеряют.

При приеме нефтепродуктов из морских и речных танкеров и нефтеналивных барж требовать отделения подтоварной воды на судне.

4.2.3. Определение плотности нефтепродуктов.

4.2.3.1. Плотность нефтепродуктов определяют по ГОСТ 3900-85.

4.2.3.2. При определении плотности нефтепродуктов используют ареометры типа АН или АНТ 1 по ГОСТ 18481-81Е с ценой деления шкалы 0,5 кг/м^3, при этом отсчет по шкале ареометра проводят с точностью до одного деления шкалы.

4.2.3.3. Для определения плотности нефтепродуктов в резеруарах и транспортных емкостях отбирают пробы по ГОСТ 2517-85.

Отбор проб производят одновременно с измерением уровня нефтепродуктов.

Для отбора проб в стационарных резервуарах должны применять сниженные пробоотборники по ГОСТ 13196-85, а в случае их отсутствия - ручные пробоотборники по ГОСТ 2517-85 для отбора точечных проб или пробоотборники других типов, удовлетворяющие требованиям стандарта.

4.2.3.4. Для отбора точечных проб герметичный пробоотборник опускают на заданный уровень и выдерживают в течении 5 минут отбор точечных проб и их количество производят в соотношении, принятом для составления объединенной пробы по ГОСТ 2517-85.

4.2.3.5. Плотность нефтепродуктов в трубопроводе измеряют автоматическими плотномерами или по ГОСТ 3900-85 по пробам, отобранным в соответствии с ГОСТ 2517-85.

4.2.3.6. Для определения плотности нефтепродуктов в автоцистернах при их наливе, пробы следует отбирать не реже чем через каждые два часа.

4.2.3.7. Плотность нефтепродукта по отобранным пробам определяют работники ТТО (ТТС) в лаборатории или на месте отбора проб по ГОСТ 3900-85.

4.2.3.8. Для расчета массы нефтепродукта значение плотности определяют по ГОСТ 3900-85 при средней температуре нефтепродукта в резервуаре или транспортной емкости.

4.2.4. Измерение температуры нефтепродуктов в резервуаре или транспортной емкости.

4.2.4.1. Среднюю температуру нефтепродукта в емкостях определяют по показаниям стационарных датчиков температуры одновременно с измерением уровня или путем измерения ее при отборе проб.

4.2.4.2. Измерение средней температуры нефтепродукта с помощью стационарных датчиков температуры проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации этих устройств.

4.2.4.3. При отборе объединенной пробы стационарным пробоотборником в один прием по ГОСТ 2517-85 определяют среднюю температуру нефтепродукта в емкостях путем измерения температуры этой пробы. Для измерения температуры применяют термометры по ГОСТ 28498-90 и ГОСТ 400-80Е.

4.2.4.4. При отборе точечных проб температуру нефтепродукта в пробе определяют в течении 1-3 минут после отбора,при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы не менее 5 минут. Термометр погружают в нефтепродукт на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

Отсчет температуры по шкале термометра берут до 0,5 ^{O}C , не вынимая его из нефтепродукта.

Среднюю температуру нефтепродукта рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношения для составления объединенной пробы из точечных по ГОСТ 2517-85.

4.2.5. Определение массы нефтепродуктов в емкости.

4.2.5.1. Массу нефтепродуктов в емкостях (вертикальных и горизонтальных резервуарах, транспортных емкостях и т.п.) определяют объемно-массовым статическим методом по ГОСТ 26976-86 как произведение объема нефтепродукта в градуированных емкостях на плотность , измеренную ареометром при температуре измерения объема в соответствии с ГОСТ 3900-85.

4.2.5.2. Массу сданного (принятого) нефтепродукта (M) в градуированной емкости при приемо-сдаточных операциях определяют по формуле

$$M = M_i - M_{i+1}$$

$$M = V_i (1 + 2\alpha\delta_{ti\ ст}) \rho_i (1 + \beta\delta_{ti}) - V_{i+1} (1 + 2\alpha\delta_{t(i+1)\ ст}) \rho_{i+1}(1 + \beta\delta_{t(i+1)}), \qquad (1)$$

где M_i , M_{i+1} - массы нефтепродукта, соответственно в начале и конце учетной операции,кг;

V_i ; V_{i+1} - объемы нефтепродукта, соответственно, в начале и в конце учетной операции, определяемые по градуировочной таблице резервура, $м^3$;

ρ_i ; ρ_{i+1} - средние плотности нефтепродукта, соответственно, в начале и в конце учетной операции, $кг/м^3$;

α - коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара, $1/^0C$;

β - коэффициент объемного расширения нефтепродукта, $1/^0C$;

$\delta_{t\,i\,ст}$, $\delta_{t\,(i+1)\,ст}$ - разность температур стенок резервуара при измерении объема, соответственно, в начале и конце учетной операции и при градуировке резервуара, ^0C.

4.2.5.2. Погрешность определения массы нефтепродукта объемно-массовым методом определяют по формуле

$$\Delta m = \pm 1{,}1\sqrt{\frac{m_i^2}{m_{пр}^2}\left[\left(\frac{\Delta H}{H_i}100\right)^2 + \Delta K^2 + \Delta\rho^2 + \left(\frac{\beta\Delta\delta_{t_i}}{1+\beta\delta_{t_i}}100\right)^2\right] + \frac{m_{i+1}^2}{m_{пр}^2}\left[\left(\frac{\Delta H}{H_{i+1}}100\right)^2 + \Delta K^2 + \Delta\rho^2 + \left(\frac{\beta\Delta\delta_{t_{i+1}}}{1+\beta\delta_{t_{i+1}}}100\right)^2\right] + \Delta M^2}, \quad (2)$$

где H - уровень продукта, в емкости, м;

ΔH - абсолютная погрешность измерения уровня наполнения продуктом, м;

ΔK - относительная погрешность градуировки резервуара, %. ;

$\delta_t = (t_\rho - t_v)$ - разность температур продукта при измерении плотности (t_ρ) и объема (t_v), °С;

ΔM - относительная погрешность центрального блока обработки информации данных, %.

$\Delta\rho = \frac{\delta\rho}{\rho_{min}} \times 100$ - относительная погрешность измерения плотности , % .

$\Delta\delta_t = \sqrt{\Delta t_\rho^2 + \Delta t_v^2}$ - абсолютная погрешность измерения разности температур продукта при измерении плотности (t_ρ) и (t_v) , °С.

4.2.6. Средства измерений, применяемые для измерений массы, объема, уровня, плотности, температуры, давления и других параметров нефтепродуктов при проведении учетно-расчетных операций должны иметь сертификаты Госстандарта РФ об утверждении типа средств измерений и быть допущены в обращение в Российской Федерации в соответствии с ПР 50.2.009-94.

4.2.7. Средства измерений, применяемые при учете нефтепродуктов, подлежат поверке органами Государственной метрологической службы в соответствии с ПР 50.2.006-94.

4.2.8. Средства измерений, применяемые при оперативном учете нефтепродуктов, могут подвергаться калибровке в соответствии с ПР 50.2.017-95.

5. ОФОРМЛЕНИЕ УЧЕТНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПРИ ПРИЕМО - СДАТОЧНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

5.1. Порядок приема (сдачи) нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам и оформление приемо-сдаточных актов обуславливается договорами (контрактами), заключенными между Заказчиками и Исполнителями (Соисполнителями).

5.2.При сдаче на трубопроводный транспорт нефтепродукты сдаются владель-цем или иным юридическим лицом по доверенности от владельца. Масса принятого на трубопроводный транспорт нефтепродукта измеряется в резервуарах Исполните-ля (головных станции МНПП) или НПЗ представителями Заказчика и Исполнителя и передается Исполнителю по акту (Приложение 6). На основании указанных актов возможно оформление единого акта на всю партию продукта между Заказчиком и Исполнителем по договору.

При приеме-сдаче нефтепродуктов на экспорт между АО (структурными подразделениями АО) магистральных нефтепродуктопроводов, входящих в систему АК "Транснефтепродукт", составляется акт по форме приложения 7*.

5.3. Нефтепродукты, поступившие по нефтепродуктопроводам, принимаются в пунктах назначения по коммерческим узлам учета (коммерческим счетчикам) или по измерениям в резервуарах.

Результаты приема (сдачи) нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам оформляются актом формы приложения 8.

5.4. При приеме-сдаче нефтепродуктов в железнодорожных и автотранспортных цистернах или судах оформляется отгрузочная ведомость и другие документы установленной формы в соответствии с правилами, действующими в системе соответствующего вида транспорта.

5.5. По результатам анализа пробы нефтепродукта Исполнитель заполняет паспорт качества с информацией о сертификате соответствия.

По согласованию сторон допускается не проставлять в паспорте качества значения показателей качества нефтепродуктов, не определяемых исполнителем.

5.6. Акты приема-сдачи и отгрузочные ведомости нумеруются по каждому приемо-сдаточному пункту по порядку с начала каждого календарного года и регистрируются в журнале по форме приложения 11, а отобранные пробы - в журнале по форме приложения 12.

5.7. Акты приема-сдачи и отгрузочные ведомости подписывают представители Исполнителя и Заказчика (Получателя) с проставлением печатей или штампов.

5.8. Должностные лица, ответственные за прием нефтепродуктов от Заказчика и сдачу их Получателям назначаются, а порядок составления и подписания актов приема-сдачи и отгрузочных ведомостей, устанавливается приказом по организации.

Образцы подписей представителей Заказчика (Получателя) хранятся в бухгалтерии Исполнителя, а представителей Исполнителя - в бухгалтерии Заказчика (Получателя) вместе с приказом об их назначении.

5.9. Акты приема-сдачи и отгрузочные ведомости составляют в пяти экземплярах (а при необходимости и большем количестве) с приложением паспорта качества с информацией о сертификате соответствия.

В случае поставки нефтепродуктов на внутренний рынок один экземпляр документов остается на приемо-сдаточном пункте, один передается Заказчику (Получателю), остальные высылаются в вышестоящую организацию.

В случае экспортной поставки один экземпляр документов остается на приемо-сдаточном пункте, один передается Заказчику (Получателю), один высылается в вышестоящую организацию, два экземпляра направляются в АК "Транснефтепродукт" - один экземпляр остается в АК "Транснефтепродукт", а второй передается Заказчику и служит основанием для производства финансовых расчетов в соответствии с контрактом или договорными отношениями.

Акты приема-сдачи на экспортный груз должны содержать сведения, указанные в маршрутных телеграммах на прием (сдачу) нефтепродуктов и высылаться в АК "Транснефтепродукт".

В случае отгрузки нефтепродуктов на экспорт АО (структурные подразделения АО) на основании реестра железнодорожных накладных (приложение 10) составляют сводный акт по итогам за месяц (приложение 9), два экземпляра которого направляются в АК "Транснефтепродукт".

5.10. Расчеты за оказанные услуги по транспорту, сдаче и отгрузке нефтепродуктов производятся Заказчиком и Исполнителем в порядке, установленном договорными отношениями между ними и соответствующими нормативными документами.

5.11. Журналы регистрации актов приема-сдачи нефтепродуктов и регистрации проб должны быть прошнурованы, пронумерованы и заверены печатью. Количество листов в журнале заверяется подписью руководства организации.

5.12. При отгрузке нефтепродуктов с НП МНПП или сдаче на ПСП получателям паспорт качества с информацией о сертификате соответствия прилагается к акту приема-сдачи нефтепродукта и заполняется по показателям, определяемым лабораторией перекачивающей станции, наливного пункта или приемо-сдаточного пункта, по количеству показателей, предусмотренных Положением РД 112-РСФСР-040-91 или оговоренных в договорах (контрактах) .

5.13. Регистрация выданных паспортов качества производится лабораторией в журнале, форма которого приведена в приложении 14. Порядок оформления журналов учета выдачи паспортов качества аналогичен п. 5.11 настоящей инструкции.

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ТРУБОПРОВОДЕ

6.1. Массу нефтепродукта $M_{тр}$, находящегося в трубопроводе, определяют как произведение вместимости трубопровода (геометрический объем внутренней полости) на значение средней плотности нефтепродукта с учетом поправочных коэффициентов на давление и температуру.

Вместимость трубопровода определяют по градуировочной характеристике, которую составляют в соответствии с РД 112 РСФСР-036-91 "Определение вместимости и градуировка магистральных нефтепродуктопроводов".

Формы составления градуировочной характеристики трубопровода приведены в приложениях 15, 16.

Расчет производится для отдельных участков нефтепродуктопровода, а полученные результаты суммируются и округляются до разряда абсолютной погрешности определения плотности нефтепродукта в тоннах :

$$M_{тр} = \sum_{i=1}^{n} \frac{(V_{тр}\rho_{ср})}{1000}, \qquad (3)$$

где $V_{тр}$ - вместимость участка трубопровода диаметром D и длиной L, определяемая по градуировочной таблице, $м^3$, с учетом коэффициентов влияния температуры и давления;

n - число участков трубопровода, заполненных нефтепродуктом;

$\rho_{ср}$ - средняя плотность нефтепродукта, $кг/м^3$.

6.2. Если на трассе нефтепродуктопровода имеется значительный перепад геодезических отметок, например, если трубопровод проложен в гористой местности, то расчетные участки следует выбирать таким образом, чтобы в промежуточных точках соблюдалось условие:

$$\begin{aligned} | P_{пр} - P_{нач} | &= 0{,}3 \text{ МПа}, \\ | P_{кон} - P_{пр} | &= 0{,}3 \text{ МПа}, \end{aligned} \qquad (4)$$

где $P_{нач}$, $P_{кон}$, $P_{пр}$ - давление в трубопроводе, соответственно в начале, конце и промежуточных точках рассматриваемого участка.

6.3. С учетом влияния средних для данного участка трубопровода значений температуры и давления вместимость участка нефтепродуктопровода рассчитывается по формуле:

$$V_{тр} = V_{гр} \cdot K_t \cdot K_p , \qquad (5)$$

где K_t - коэффициент, учитывающий влияние температуры. Значения коэффициента K_t приведены в приложении 17;

K_p - коэффициент i - ого участка, учитывающий расширение трубопровода и сжатие нефтепродукта от давления.

Коэффициент K_p определяют по формуле

$$K_p = K_1 \cdot K_2 = \left[1+\left(\frac{P_н + P_к}{2}\right)\frac{D_в}{E\delta}\right]\cdot\left[1+\gamma\left(\frac{P_н + P_к}{2}\right)\right], \quad (6)$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий расширение трубопровода от внутреннего давления;

K_2 - коэффициент, учитывающий сжатие нефтепродукта от давления;

$P_н$, $P_к$ - давление в начале и конце участка трубопровода, МПа;

$D_в$ - внутренний диаметр трубы, мм;

δ - толщина стенки трубы, мм;

E - модуль упругости материала трубы (по СНиП 2.05.06-85 $E = 2{,}06 \cdot 10^5$ МПа);

γ - коэффициент сжимаемости перекачиваемого нефтепродукта, 1/МПа .

Значения поправочных коэффициентов K_1 и K_2 в зависимости от диаметра трубопровода, давления и при принятом значении E, приведены в приложениях 18, 19.

В случаях, когда встречаются диаметры трубопровода или давления, не указанные в таблицах, значения коэффициентов K_1 и K_2 могут быть определены расчетом по приведенной формуле (6).

6.4.При определении массы нефтепродукта в технологических трубопроводах они должны быть полностью заполнены, контроль за их заполнением ведется с помощью воздушных кранов, установленных на возвышенных участках трубопровода.

Разрешается полностью освобождать отдельные участки нефтепродуктопровода от нефтепродуктов (при проведении ремонтных работ, в межнавигационный период и т.д.).

6.5. При наличии самотечных участков объем нефтепродуктов в них определяют по методике, приведенной в приложении 20.

6.6. Средние, для данного участка, значения плотности, температуры и давления нефтепродукта, находящегося в линейной части магистрального нефтепродуктопровода и в технологических трубопроводах, определяют как среднее арифметическое соответствующих величин, измеренных в начале и конце участка нефтепродуктопровода во время проведения инвентаризации:

$$\rho_{ср} = 0{,}5\ (\rho_{нач} + \rho_{кон}), \quad (7)$$

$$P_{ср} = 0{,}5\ (P_{нач} + P_{кон}), \quad (8)$$

$$t_{ср} = 0{,}5\ (t_{нач} + t_{кон}), \quad (9)$$

где $\rho_{нач}$, $\rho_{кон}$ - плотность нефтепродукта в начале и конце участка при температуре и давлении в месте отбора проб, кг/м^3 ;

$P_{нач}$, $P_{кон}$ - значение давления в начале и конце участка, МПа;

$t_{нач}$, $t_{кон}$ - значение температуры в начале и конце участка, ^{0}C.

6.7. Если на момент инвентаризации на участке магистрального нефтепродуктопровода окажутся различные марки и виды нефтепродуктов, массу каждого нефтепродукта определяют по массе закачанных в трубопровод партий с учетом сброса на пунктах сдачи, сброса и подкачки на промежуточных станциях и нормативной естественной убыли при транспортировке нефтепродуктов, находящихся в трубопроводе.

7. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

7.1. Инвентаризацию нефтепродуктов проводят с целью контроля их сохранности путем проверки фактического наличия и сопоставления с данными бухгалтерского учета для каждой марки и вида нефтепродукта в отдельности с детализацией ресурсов по собственным нефтепродуктам АО и сторонних Заказчиков, а также для установления недостач или излишков, образовавшихся за межинвентаризационный период.

7.2.. Инвентаризация проводится также в следующих случаях:

- при наличии дебаланса на магистральных нефтепродуктопроводах;
- при смене материально-ответственных лиц, при этом инвентаризация проводится на день приемки-передачи дел;
- при установлении фактов диверсий, краж, ограблений, хищений или злоупотреблений, а также порчи (умышленной или неумышленной) немедленно по установлении таких фактов;
- после пожаров или стихийных бедствий (наводнений, землетрясений и др.) - немедленно по окончании пожара или стихийного бедствия;
- в других случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

7.3. Инвентаризацию нефтепродуктов проводят на 06 часов московского времени первого числа каждого месяца, следующего за отчетным, руководствуясь Законом РФ "О бухгалтерском учете" № 129-ФЗ, нормативными актами, требованиями "Положения о бухгалтерском учете и отчетности в Российской Федерации", утв. Министерством финансов Российской Федерации от 26 декабря 1994 г. N 170 и "Инструкции о порядке поступления, хранения, отпуска и учета нефтепродуктов на нефтебазах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР". Москва, 1985 г. Утв. Зам. председателя Госкомнефтепродукта СССР. 15 августа 1985 г.

7.4. Для проведения инвентаризации приказом по АО и подразделению АО создаются постоянно действующие и рабочие инвентаризационные комиссии из числа работников организации (акционеров) при обязательном участии бухгалтера, возглавляемые руководителем организации или его заместителем (представителем руководства организации).

Руководитель и главный (старший) бухгалтер организации несут ответственность за правильное и своевременное проведение инвентаризации. Порядок организации инвентаризационных комиссий и их функциональные обязанности приведены в приложении 22.

7.5. При проведении инвентаризации на всех объектах магистрального трубопровода необходимо:

- сверить показания часов;
- измерить уровни нефтепродуктов в закачиваемых и откачиваемых резервуарах одновременно на всем трубопроводе.

7.6. Перед началом инвентаризации нефтепродукты из ловушек должны быть откачаны в емкости, имеющие градуировочные таблицы.

7.7. Инвентаризацию проводят, как правило, без прекращения перекачки нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, которые должны работать на постоянном режиме.

При проведении инвентаризации во время остановки перекачки нефтепродуктов необходимо закрыть все задвижки на нефтепродуктопроводе, в том числе и на отводах. Самотечные участки нефтепродуктопровода заполняются нефтепродуктом путем перекрытия задвижки на нижнем участке трубопровода.

Технологические трубопроводы должны быть полностью заполнены, контроль за их заполнением ведут с помощью воздушных кранов, установленных на возвышенных участках нефтепродуктопровода.

При инвентаризации разрешается отдельные участки нефтепродуктопровода полностью освобождать от нефтепродуктов (при проведении ремонтных работ, в межнавигационный период и т.п.).

7.8.Линейная часть магистральных трубопроводов,ответвления и отводы, резервуары, технологические трубопроводы и технологическое оборудование должны находиться в исправном состоянии. Линейная часть и резервуары должны иметь градуировочные таблицы и другие нормативно-технические документы (паспорта на резервуары, технологический регламент и др.). На технологические трубопроводы необходимо иметь градуировочные таблицы, утвержденные главным инженером ЛПДС, ПС или наливного пункта. Технологические трубопроводы градуируются в соответствии с РД 112 РСФСР-023-89.

7.9. Массу нефтепродуктов при инвентаризации определяют:

- в резервуарах и других емкостях (железнодорожных цистернах, судах и др.);
- в линейной части магистрального нефтепродуктопровода, ответвлениях и отводах (пример расчета приведен в приложении 21);
- в технологических трубопроводах;
- в технологическом оборудовании (насосах и их обвязке, фильтрах, отстойниках, емкостях для утечек, запорной арматуре и пр.).

7.10. Определение массы нефтепродуктов в емкостях производят в соответствии с разделом 4 настоящей инструкции.

7.11. К моменту инвентаризации должно быть минимальное количество резервуаров, находящихся в режиме закачки-выкачки.

7.12. Массу нефтепродуктов в резервуаре при инвентаризации определяют первоначально в отключенных резервуарах, затем в установленное время проведения инвентаризации - в работающих.

7.13. Если на момент инвентаризации производят налив из резервуаров в транспортные средства, массу нефтепродукта определяют по резервуару до начала налива в транспортные средства.

Нефтепродукт, подготовленный к отгрузке железнодорожным, водным или другими видами транспорта, но не оформленный отгрузочными документами по состоянию на 06 часов московского времени 1-го числа, учитывают в остатках.

Нефтепродукт, оформленный к этому времени отгрузочными документами, учитывается Заказчиком (Владельцем) в остатках как нефтепродукт, находящийся в пути, в составе товарных остатков.

Исполнитель о каждой проведенной отгрузке по телеграфу (факсу) извещает Заказчика (Владельца) о массе отгруженного нефтепродукта с указанием даты отгрузки и номеров отгрузочных документов.

Грузополучатель уведомляет Заказчика (Владельца) о готовности к приему нефтепродукта. В случае отгрузки с наливных пунктов - отделение железной дороги грузополучателя дает подтверждение в отделение железной дороги грузоотправителя.

7.14. При инвентаризации и в других необходимых случаях определяют остаток нефтепродуктов в резервуарах. Остаток нефтепродуктов включает в себя минимально-допустиый, технологический и товарный остаток.

7.15. Величины норм минимально-допустимого и технологического остатков определяются в соответствии с технологическими картами по эксплуатации резервуаров.

Расчет и утверждение норм минимально-допустимых и технологических остат-ков нефтепродуктов в резервуарных парках МНПП и НС производится 1 раз в год.

7.16. Для определения товарных остатков из величины фактического остатка нефтепродукта в резервуарах следует вычесть величины минимально-допустимого и технологического остатков.

Объем товарных остатков определяется по каждому виду (марке) нефтепродуктов.

7.17. При инвентаризации нефтепродуктов в резервуарах, находящихся в режиме хранения, качество нефтепродуктов определяют по пробам, отобранным до момента инвентаризации, но не более чем за трое суток до момента инвентаризации.

7.18. Для определения плотности нефтепродуктов проводят отбор проб по ГОСТ 2517-85 на момент инвентаризации.

7.19. Среднюю температуру нефтепродукта определяют во время измерения уровня нефтепродукта в резервуаре или в другой емкости.

7.20. Массу нефтепродукта в линейной части трубопровода, отводах и ответвлениях, технологических трубопроводах определяют в соответствии с разделом 6 настоящей инструкции.

7.21. Массу нефтепродуктов, находящихся в технологическом оборудовании, определяют, исходя из геометрической вместимости конкретного оборудования и плотности нефтепродуктов.

7.22. Фактическое наличие нефтепродукта на 1-е число каждого месяца отражается в актах инвентаризации или в инвентаризационных описях, формы которых приведены в приложениях 23-28. Инвентаризационные описи составляются в трех экземплярах. Один экземпляр описи остается на объекте, а два других экземпляра в день составления передают в АО.

7.23. По результатам инвентаризации каждое АО составляет сводную ведомость по форме приложения 29.

7.24. Для выявления результатов инвентаризации нефтепродуктов бухгалтерия совместно с ТТО или ТТС АО составляет сличительные ведомости по форме приложения 30, в срок не более 5 дней после снятия натурных остатков.

7.25. Инвентаризационная комиссия рассматривает результаты проведенной инвентаризации и свои замечания, предложения и решения отражает в протоколе инвентаризации, который утверждает руководитель организации не позднее 10 дней после окончания инвентаризации. Для акционированных организаций результаты работы инвентаризационных комиссий могут быть вынесены для обсуждения на общем собрании акционеров.

7.26. На продукт, принадлежащий Заказчикам, начисляют потери в пределах норм естественной убыли, что оговаривается в договорах. Потери нефтепродуктов, принадлежащих организациям АК "Транснефтепродукт", в пределах норм естественной убыли списываются распоряжением руководителя предприятия на издержки обращения только после установления факта недостачи.

7.27. Если разница между массой нефтепродуктов, определенной при инвентаризации, и массой нефтепродуктов, определенной по данным бухгалтерского учета (за минусом убыли в пределах установленных норм) находится в пределах погрешности измерения, установленной ГОСТ 26976-86, то эта разница не учитывается, а за основу принимаются данные бухгалтерского учета. В случае, если указанная разница превышает установленные погрешности измерения, то данное превышение взыскивается с материально ответственных лиц (при недостаче) или приходуется (при излишке).

При этом установленные ГОСТ 26976-86 предельные нормы погрешности могут применяться только по отношению к фактическому остатку нефтепродуктов, измеренному в резервуарах при инвентаризации.

Запрещается списание нефтепродуктов на погрешность средств и методов измерений.

7.28. При сдаче нефтепродуктов по отводам на ПОН и выявлении дебаланса должен быть обеспечен доступ для организации внезапных и внеплановых проверок.

При установлении недостач и потерь, явившихся следствием злоупотребления, соответствующие материалы в течение 5 дней после установления недостач и потерь подлежат передаче в следственные органы, а на сумму выявленных недостач и потерь предъявляется гражданский иск.

7.29. Недостачи нефтепродуктов сверх норм естественной убыли, потери от порчи, диверсий и хищений, когда конкретные виновники не установлены, списываются в установленном порядке в соответствии с действующим порядком налогообложения на результаты финансовой деятельности организации в соответствии с Законом РФ “О бухгалтерском учете “ от 21 ноября 1996 года , № 129-ФЗ.

В документах, предъявляемых для оформления списания недостач нефтепродуктов, должны быть указаны меры, принятые по предотвращению таких недостач и потерь.

8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ПОТЕРЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ИХ СПИСАНИЕ

8.1. При транспортировании и хранении нефтепродуктов возможны следующие виды потерь:

- естественная убыль при хранении и проведении операций приема-отпуска;
- естественная убыль нефтепродуктов из магистральных и технологических трубопроводов при транспортировке, связанная с утечками через уплотнения насосно-силового, технологического оборудования и арматуры и т.п.;
- потери нефтепродуктов, связанные с проведением технического обслуживания и ремонта (ТОР) оборудования и сооружений магистральных нефтепродуктопроводов (зачистка резервуаров, врезка и ремонт технологического оборудования и т.п.);
- разовые потери при отказах, связанных с нарушением герметичности нефтепродуктопровода и оборудования (повреждения и аварии);
- потери, связанные с хищением нефтепродуктов из трубопроводов и резервуаров.

8.2. Общие фактические потери определяют как разность между приходной и расходной частью баланса движения нефтепродуктов (приложение 31). Эта разность включает все виды потерь, перечисленных в п.8.1.

8.3. Величину потерь нефтепродуктов от естественной убыли определяют в соответствии с нормами естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании, утвержденными Постановлением Госснаба СССР от 26.03.86 г. N 40.

8.4. Под нормой естественной убыли понимают допустимую величину безвозвратных потерь нефтепродуктов, происходящих непосредственно при товарно-транспортных операциях.

8.5. К естественной убыли не относят потери нефтепродуктов, вызванные нарушениями требований правил технической эксплуатации МНПП или технологических регламентов.

8.6. Нормы естественной убыли нефтепродуктов установлены для двух периодов года: осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта) и весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября), а также в зависимости от типа резервуара, его вместимости и оснащенности средствами сокращения потерь (понтон, газовая обвязка и т.п.).

8.7. Нормы естественной убыли начисляют на продукт, принадлежащий Заказчикам, в зависимости от вида технологической операции, группы нефтепродукта, климатической зоны, периода года, типа хранилища или вида транспорта, что оговаривается в договорах.

Нормы естественной убыли на продукт, принадлежащий организациям, входящих в состав АК "Транснефтепродукт" начисляют и списывают только при установлении факта недостачи и относят на издержки обращения.

При эксплуатации трубопроводов в режимах существенно отличающихся от номинальных, фактические потери указываются в договоре по согласованию сторон.

8.8. Ежемесячно составляется отчет об общих потерях нефтепродуктов с указанием потерь собственных нефтепродуктов и нефтепродуктов сторонних организаций по форме приложения 32.

8.9. Определение потерь нефтепродуктов при авариях и повреждениях и их списание проводится в соответствии с действующей Инструкцией по техническому расследованию, учету аварий и повреждений технологических объектов магистральных нефтепродуктопроводов и списанию сверхнормативных потерь нефтепродуктов.

8.10 В целях предотвращения загрязнения водоемов и почвы при повреждениях нефтепродуктопроводов принимаются меры по закрытию необходимых линейных задвижек и опорожнению участка трубопровода путем сброса нефтепродуктов в резервуарные емкости перекачивающих станций или, в порядке исключения, по организации сдачи их ближайшим предприятиям по обеспечению нефтепродуктами и АЗС вне зависимости от имеющихся договоров на поставку нефтепродуктов или планов их сдачи.

Сдача производится на основании условий сдачи нефтепродуктов при аварийных ситуациях, оговариваемых в инструкции взаимоотношений между организациями МНПП и потребителями (ПОН и АЗС), тяготеющими к трубопроводам.

8.11. При повреждениях на магистральных нефтепродуктопроводах с выходом нефтепродукта на поверхность земли организуют сбор и закачку его в нефтепродуктопровод.

При невозможности закачки собранного нефтепродукта в нефтепродуктопровод организуют вывоз его и сдачу ближайшим предприятиям по обеспечению нефтепродуктами с привлечением технических средств этих предприятий или АЗС, а также промышленных предприятий и других хозяйств.

При невозможности доставки собранного нефтепродукта на предприятия по обеспечению нефтепродуктами и АЗС, с целью уменьшения безвозвратных потерь нефтепродукта при повреждениях нефтепродуктопровода, он может быть реализован непосредственно предприятиям и хозяйствам, участвующим при вывозе нефтепродукта с оформлением акта приема-сдачи через ближайшие предприятия по обеспечению нефтепродуктами или АЗС вне зависимости от объемов поставок нефтепродуктов, предусмотренных договорами.

Нестандартный нефтепродукт, собранный после аварии (загрязненный водой, механическими примесями, разложившейся битумной изоляцией и т.п.),реализуется Исполнителем предприятиям промышленности и сельского хозяйства по ценам печного бытового топлива, мазута или отработанных нефтепродуктов группы СНО.

Реализованный нестандартный нефтепродукт учитывается в балансе движения нефтепродуктов как "пересортица" сверх норматива.

Разница в стоимости относится на издержки Исполнителя и погашается в соответствии с действующим порядком налогообложения. Списание потерь нефтепродуктов производится на основании акта расследования аварии.

8.12. Потери нефтепродукта при выполнении планово-предупредительных работ по зачистке резервуаров, трубопроводов, их ремонте и заполнении нефтепродуктом трубопроводов, производимых в соответствии с действующими НТД, определяются комиссией, назначаемой руководителем АО или его структурного подразделения. Потери нефтепродуктов не должны превышать технически обоснованные объемы и действующие нормы, установленные РД 112 РСФР - 028 - 90 "Нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров" .

Нефтепродукты, собранные при зачистке резервуаров, трубопроводов, цистерн, нефтеналивных судов и другого оборудования, а также использованные в качестве промывочных жидкостей переводятся в зависимости от их качества в другие сорта или отработанные нефтепродукты группы СНО и отражаются в отчете формы N 17-ПС.

Результаты перевода оформляются актом по форме приложения 33. Затраты, связанные с реализацией данных нефтепродуктов, относятся на издержки Исполнителя.

8.13. Потери (недостачи) нефтепродуктов, связанные со злоупотреблениями, диверсиями и хищениями на магистральных трубопроводах и из резервуаров перекачивающих станций устанавливаются:

- обнаружением оперативных дебалансов по нефтепродуктам на отдельных участках нефтепродуктопровода на работающем МНПП;
- падением статического давления в линейной части на неработающем трубопроводе, отдельных его участках или отводах;
- определением сверхнормативного дебаланса по результатам инвентаризации с учетом норм естественной убыли и погрешностей измерений и анализа баланса.

По установленным фактам назначается служебное расследование с привлечением органов внутренних дел, составляется акт с указанием количества недостачи.

В тех случаях, когда виновники не установлены, что подтверждается справкой из органов внутренних дел или во взыскании с виновных лиц отказано судом, убытки от недостач списываются на финансовые результаты организации в соответствии с Законом РФ "О бухгалтерском учете " от 21 ноября 1996 года, № 129-ФЗ после рассмотрения экспертной комиссией АО (или АК "Транснефтепродукт") и решения Совета Директоров АО (собрания акционеров).

9. УЧЕТ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ

9.1. Нефтепродукты перекачивают последовательно по одному трубопроводу в соответствии с "Инструкцией по технологии последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам Госкомнефтепродукта СССР". Утв. Госкомнефтепродуктом СССР 23.09.86.

9.2. При последовательной перекачке нефтепродуктов учет их движения ведется по группам, маркам и видам с отражением в цветном графике с расшифровкой по Заказчикам-потребителям.

На каждой перекачивающей станции магистрального трубопровода ведется журнал записи информации о последовательной перекачке по формам приложений 34 и 35.

9.3. На головной перекачивающей станции определяют массу и показатели качества каждой партии нефтепродукта по группам, маркам и видам, подготовленной для последовательной перекачки.

Количество контролируемых показателей качества, определяемых на головных станциях МНПП, устанавливается РД 112-РСФСР-040-91.

Если фактический показатель качества нефтепродукта выше нормы по стандарту технических условий на этот нефтепродукт, считают, что нефтепродукт по этому показателю имеет запас качества. Величину запаса качества определяют по разности значений фактического показателя качества и показателя по норме.

9.4. На промежуточных перекачивающих станциях дополнительно определяют массу и показатели качества нефтепродукта, сбрасываемого или подкачиваемого на этих станциях по распределительным трубопроводам или отводам.

9.5. На конечных станциях и приемо-сдаточных пунктах определяют массу и показатели качества, в соответствии с РД 112-РСФСР-040-91 каждой принимаемой партии нефтепродукта по группам, маркам, видам и оформляют паспорта качества с инфомацией о сертификате соответствия.

9.6. Технологическая смесь нефтепродуктов для всех категорий Заказчиков, образовавшаяся при последовательной перекачке, на конечных пунктах принимается в отдельные резервуары или в резервуары с товарным нефтепродуктом, имеющим запас по качеству.

9.7. Из резервуаров с технологической смесью нефтепродуктов отбирают пробы смеси по ГОСТ 2517-85, определяют процентное содержание в смеси отдельных нефтепродуктов и выдают рекомендацию по исправлению смеси.

9.8. Смесь нефтепродуктов раскладывают в резервуары с нефтепродуктами соответствующих марок и видов, входящих в смесь, с учетом запаса их качества.

9.9. На приемо-сдаточных пунктах Исполнитель по данным запаса качества нефтепродуктов, поступающих от поставщика Заказчика раскладывает смесь в резервуары с нефтепродуктами соответствующей марки. Легкую смесь раскладывают в бензиновые резервуары, тяжелую - в резервуары с дизельным топливом.

9.10. Ежемесячно перекачивающие и наливные станции составляют акты на перечисление нефтепродуктов при их последовательной перекачке по форме приложения 36.

9.11. В случае отсутствия запаса качества высокосортного нефтепродукта смесь исправляется смешением с низкосортным нефтепродуктом. Для сохранения качества низкосортного нефтепродукта принимаются меры по многократному перемешиванию смеси.

Оформление соответствующего перечисления производится на основании фактических объемов перекачки нефтепродуктов и расчетного количества нормативных технологических смесей.

Эти данные заносят в соответствующие графы товарного балансового отчета с разбивкой по категориям Заказчиков.

Данный нефтепродукт принадлежит Заказчику (Владельцу) и реализуется по его указанию.

9.12. При инвентаризации нефтепродуктов в товарных балансовых отчетах массу смеси в резервуарах учитывают отдельно по нефтепродуктам, которыми предполагается исправить смеси.

9.13. Исполнитель при организации последовательной перекачки различных групп, марок и видов нефтепродуктов принимает меры по уменьшению смесеобразования в соответствии с действующей Инструкцией по технологии последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам.

9.14. Технологическую смесь на приемных пунктах делят на тяжелую (легкое дизтопливо) и легкую (тяжелый автобензин), как правило, при 50-процентном соотношении перекачиваемых нефтепродуктов (например, бензина и дизельного топлива) и принимают в два резервуара. Границей отсечения тяжелой смеси от стандартного дизельного топлива считают смесь с концентрацией 2-3 % бензина в дизельном топливе (температура вспышки 18 ÷ 25 ^{0}C).

Легкая смесь отсекается от стандартного бензина при концентрации (2 ÷ 3) % дизельного топлива в бензине (температура конца кипения 220 ÷ 230 ^{0}C). Концентрация перекачиваемых нефтепродуктов в смеси определяется по плотности смеси и контактирующих нефтепродуктов.

При недостатке ресурсов для исправления смеси или малом запасе качества одного из контактирующих нефтепродуктов граница разделения смеси передвигается в сторону этого нефтепродукта.

9.15. На приемо-сдаточных пунктах Заказчик технологическую смесь принимает от Исполнителя в следующем порядке:

легкую смесь (тяжелый автобензин) - как автобензин, тяжелую смесь (легкое дизтопливо) - как дизельное топливо с составлением приемо-сдаточного акта (приложение 8).

Порядок реализации смесей, не подлежащих исправлению на ПСП определяется договором между Заказчиком (Владельцем) и Исполнителем.

9.16. При смешении нефтепродуктов в результате перекачки различных марок по одному нефтепродуктопроводу сверх нормативов, предусмотренных

технологическим регламентом, приеме разных марок автомобильных бензинов или дизельных топлив в один резервуар без соответствующей очистки и других операциях, назначается комиссия, которая устанавливает причины смешения, количество смешанных нефтепродуктов и их качество.

9.17. По результатам проверки комиссией составляется акт на смешение нефтепродуктов по форме приложения 37.

9.18. Акт смешения нефтепродуктов и объяснение ответственных лиц рассматриваются руководством предприятия.

9.19. Потери от смешения нефтепродуктов сверх нормативов относят на счет виновных лиц.

Потери от смешения нефтепродуктов и затраты, связанные с этим в случаях, когда конкретные виновники не установлены, возмещаются за счет предприятия Исполнителя в соответствии с действующим порядком налогообложения.

При отклонениях режимов перекачки от нормальных, т.е. при работе на пониженных режимах, с остановками и т.д. с Заказчиком можно заранее оговаривать увеличение смесеобразования и потерь, что должно быть отражено в договоре.

10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОВАРНЫХ ОСТАТКОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ ГОЛОВНЫХ, ПРОМЕЖУТОЧНЫХ И НАЛИВНЫХ СТАНЦИЙ

10.1. Общий остаток нефтепродуктов включает в себя минимально допустимый (мертвый) остаток, минимально-допустимый технологический и товарный остаток.

10.2. Минимально-допустимый (мертвый) остаток в резервуарах - остаток, определяемый уровнем нефтепродуктов в резервуарах, уменьшение которого может привести к нарушению нормальных режимов работы магистрального нефтепродуктопровода, ответвлений, насосного оборудования, резервуаров и правил их эксплуатации.

10.3. Минимально-допустимый (мертвый) остаток определяют в соответствии с технологическими картами по эксплуатации резервуаров.

10.4. Технологический остаток в резервуарах - остаток сверх минимально-допустимого. Технологический остаток необходим для обеспечения бесперебойной плановой ритмичной работы магистральных нефтепродуктопроводов и ответвлений с учетом последовательной перекачки нефтепродуктов по ним, неритмичности сдачи для перекачки и накопления односортных нефтепродуктов нескольких потребителей (Заказчиков) до минимальной партии. Технологический остаток также необходим для обеспечения оптимального режима сдачи и налива нефтепродуктов на наливных пунктах на другие виды транспорта.

10.5. Величина технологического остатка определяется отдельно по группам, маркам и видам нефтепродуктов в соответствии с технологическими картами по экслуатации резервуаров.

10.6. Для головных перекачивающих станций технологический остаток принимается равным объему трехсуточной плановой перекачки при их полной загрузке. При этом для нефтепродуктов, планируемых к последовательной перекачке в один, два и три цикла в месяц, величина технологического остатка в зависимости от числа циклов в месяц принимается равной объему:

пятнадцатисуточного плана перекачки при одном цикле;

десятисуточного плана перекачки при двух циклах;

пятисуточного плана перекачки при трех циклах.

10.7. Для промежуточных перекачивающих станций величина технологического остатка при полной загрузке трубопровода принимается равной объему двухсуточной плановой перекачки, но не менее 3000 т по каждой марке или виду нефтепродукта.

10.8. Для наливных станций величина технологического остатка принимается равной объему трехсуточного плана налива по маркам нефтепродуктов, но не менее 3000 т.

10.9. Для перекачивающих и наливных станций технологический остаток определяется как сумма технологических остатков на перекачку и налив.

10.10. Товарный остаток нефтепродуктов по каждой станции определяют как разность между фактическим общим остатком и суммой минимально-допустимого и технологического остатков.

10.11. Объем общего технологического собственного нефтепродукта (объем магистральных и технологических трубопроводов, мертвые остатки в резервуарах) для обеспечения нормального процесса перекачки должен быть не менее объема трубопроводов и мертвых остатков в резервуарах

Распродажа технологического собственного нефтепродукта без согласования с АК "Транснефтепродукт" запрещается.

10.12. Операции по технологической замене видов и сортов нефтепродуктов в магистральных трубопроводах и резервуарах , временного использования Заказчиками собственных технологических нефтепродуктов АО и организациями АО из нефтепродуктов Заказчиков производятся без отражения в денежных расчетах.

11. ПРИЕМ-ОТПУСК НЕФТЕПРОДУКТОВ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ АО

11.1. АО, входящие в состав АК "Транснефтепродукт", согласно Уставу имеют право приобретать у НПЗ или других юридических лиц нефтепродукты для собственных нужд, а также для осуществления своей хозяйственной деятельности, в том числе и из системы МНПП.

11.2. Прием-сдача нефтепродукта от Заказчика (Владельца) производится с оформлением двухсторонних актов по форме приложения 6, 7 или в одностороннем порядке с приложением разрешения Владельца.

11.3. Нефтепродукт, приобретенный для собственных нужд, считается складским продуктом и в общем балансе по МНПП проводится в приемной части как прием от Владельца, в расходной части строкой "сдача на склад".

12. ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ ТОВАРНОГО БАЛАНСОВОГО ОТЧЕТА

12.1. Баланс движения нефтепродуктов составляется акционерными обществами Компании с разделением их по принадлежности (нефтепродукты АО и Заказчиков) и с расшифровкой всех позиций баланса по отдельным заказчикам АО и Компании.

12.2. Баланс составляется на 1-е число каждого месяца на основании актов приема-сдачи нефтепродуктов за отчетный месяц и инвентаризационных описей.

12.3. Баланс АО разрабатывается на основе балансов его структурных подразделений.

12.4. Баланс составляется по итогам движения нефтепродуктов за месяц, квартал, полугодие, девять месяцев и год нарастающим итогом.

12.5. Составление баланса осуществляется товарно-транспортными службами АО, руководители которых несут ответственность за его соответствие требованиям настоящей Инструкции.

12.6. АО до 12 числа каждого последующего месяца направляют в Компанию 1 экз. баланса движения нефтепродуктов за месяц , квартал , полугодие , 9 месяцев и год за подписью генерального директора, главного бухгалтера и начальника товарно-транспортного отдела; один экз. остается в ТТО и один экз. передается в бухгалтерию. Кроме того, балансы передаются в Компанию по компьютерной сети для анализа и составления сводного баланса по Компании.

1.7. Разработка балансов осуществляется в соответствии с требованиями ЕАСУ (программа: "Баланс движения нефтепродуктов") и по форме, приведенной в приложении 31.

13. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА И ОТЧЕТНОСТИ

13.1. При организации бухгалтерского учета и отчетности руководствоваться Законом РФ "О бухгалтерском учете " от 21 ноября 1996 года , № 129-ФЗ, Положением о бухгалтерском учете и отчетности в Российской Федерации Министерства Финансов от 26.12.1994 г. N 170, Положением о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли.

13.2. Первичными документами, передаваемыми в бухгалтерию Компании и АО при перевалке нефтепродуктов на железнодорожный и автомобильный транспорт являются отгрузочная ведомость по форме приложения 2 и железнодорожная квитанция на принятый к перевозке груз. Квитанция является документальным подтверждением исполнения договора между Заказчиком и Исполнителем и основанием для списания соответствующего собственного нефтепродукта со счета "Ресурсы", проведения взаиморасчетов.

13.3. Для контроля сохранности нефтепродуктов проводят их инвентаризацию путем проверки их фактического наличия и сопоставления с данными бухгалтерского (коммерческого) учета. Инвентаризацию нефтепродуктов проводят на 06 часов московского времени (см. п. 7.2. настоящей инструкции).

13.4. Инвентаризация нефтепродуктов проводится первого числа каждого месяца также в случаях, предусмотренных п. 7.3. настоящей инструкции.

13.5. Проведение инвентаризации осуществляется постоянно действующими или рабочими инвентаризационными комиссиями из числа работников организации при обязательном участии бухгалтера (см. п. 7.4. настоящей инструкции).

13.6. Порядок проведения инвентаризации на МНПП предусмотрен разделом 7 настоящей Инструкции.

®

Приложение 1

МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО БАЛАНСА ПО МАССЕ НЕФТЕПРОДУКТА

1. По данным оперативных измерений объема и плотности закачанного в трубопровод и поступившего на конечный пункт нефтепродукта определяют его массу при одинаковых или приведенных к одним условиям (температура и давление) за период составления оперативного баланса по ГОСТ 26976-86

При отсутствии автоматизированных узлов учета используют объемно-масссовый статический метод.

2. Массу нефтепродукта до и после транспортировки определяют как произведение объемов нефтепродуктов, определенных по градуировочным таблицам резервуаров, на плотность нефтепродукта при той же температуре, что и определение объема.

Если температуры, при которой определялся объем нефтепродукта и его плотность различны, масса сданного (принятого) нефтепродукта в емкости при приемо-сдаточных операциях $m_{пр}$ определяют по формуле (см. п. 4.2.5.)

$$m_{i\delta} = m_i - m_{i+1} = V_i(1+2\alpha\delta_{t_{i\,ст}})\cdot\rho_i(1+\beta\delta_{t_i}) -$$
$$-V_{i+1}(1+2\alpha\delta_{t_{(i+1)\,ст}})\cdot\rho_{i+1}(1+\beta\delta_{t_{(i+1)}}),$$

где m_i - масса нефтепродукта в емкости;

m_{i+1} - масса нефтепродукта в емкости до ее заполнения или после опорожнения;

V_i , V_{i+1} - объемы продукта, соответственно, в начале и в конце товарной операции, определяемые по градуировочной таблице резервуара, $м^3$;

ρ_i, ρ_{i+1} - средние плотности продукта, соответственно, в начале и в конце товарной операции, $кг/м^3$;

α - коэффициент линейного расширения металла стенки резервуара, $1/^0C$;

β - коэффициент объемного расширения продукта, $1/^0C$;

$\delta_{t\,i\,ст} = (t_v - t_{гр})$ - разность температур стенок резервуара при определении объема t_v и при его градуировке $t_{гр}$, ^0C;

Модель погрешности метода

$$\Delta m = \pm 1{,}1\sqrt{\frac{m_i^2}{m_{i\delta}^2}\left[\left(\frac{\Delta H}{H_i}100\right)^2 + \Delta K^2 + \Delta\rho^2 + \left(\frac{\beta\Delta\delta_{t_i}}{1+\beta\delta_{t_i}}100\right)^2\right] +}$$
$$+\frac{m_{i+1}^2}{m_{i\delta}^2}\left[\left(\frac{\Delta H}{H_{i+1}}100\right)^2 + \Delta K^2 + \Delta\rho^2 + \left(\frac{\beta\Delta\delta_{t_{i+1}}}{1+\beta\delta_{t_{i+1}}}100\right)^2\right] + \Delta M^2},$$

где H - уровень продукта, в емкости, м;

ΔH - абсолютная погрешность измерения уровня наполнения продукта, м;

ΔK - относительная погрешность градуировки резервуара, %;

$\delta_t = (t_\rho - t_v)$ - разность температур продукта при измерении плотности t_ρ и объема t_v, ° C ;

$\Delta\rho = \frac{\delta\rho}{\rho_{min}} \times 100$ - относительная погрешность измерения плотности , % .

$\Delta\delta_t = \sqrt{\Delta t_\rho^2 + \Delta t_v^2}$ - абсолютная погрешность измерения разности температур продукта при измерении плотности (t_ρ) и (t_v), ° C .

ΔМ - относительная погрешность центрального блока обработки информации данных, %.

Значения коэффициента объемного расширения нефтепродукта в зависимости от его плотности определяются по таблице П.1, либо рассчитываются по формуле

$$\beta = (1{,}825/\rho) - 0{,}001315.$$

Таблица П.1

ρ, кг/м^3	β, 1/^{0}С	ρ, кг/м^3	β, 1/^{0}С	ρ, кг/м^3	β, 1/^{0}С
700-719	0,001255	800-819	0.000937	900-919	0,000688
720-739	0,001183	820-839	0,000882	920-939	0,000645
740-759	0,001118	840-859	0,000831	940-959	0,000604
760-779	0,001054	860-879	0,000782	960-979	0,000564
780-799	0,000995	880-899	0,000734	980-1000	0,000526

3. Найденная с учетом норм естественной убыли разница массы нефтепродукта до и после транспортировки согласно пункта 2 не должна превышать максимальной величины погрешности определения массы нефтепродуктов Δm_{max}, предусмотренной ГОСТ 26976-86.

При объемно-массовом статическом методе $\Delta m_{max} = \pm 0{,}5$ % - при измерении массы нетто нефтепродуктов от 100 т и выше.

4. Пример.

Для транспортировки принят продукт в резервуарах РВС-10000.

ΔК = ± 0,1 % - погрешность градуировки;

$t_{гpi} = 10\ ^0$С - температура градуировки резервуара в пункте приема продукта к транспорту.

При измерениях использованы следующие средства измерений:

уровнемер с абсолютной погрешностью - ΔН = ± 3 мм;
ареометр для измерения плотности - δρ = ± 0,5 кг/м^3;
термометр с абсолютной погрешностью - Δ t = ± 0,5 ^{0}С;
относительная погрешность центрального блока обработки информации (ЦБОИ) - ΔМ = ± 0,1 % .

4.1. При измерениях были получены следующие результаты

Показатели	**Перед отпуском**	**После отпуска**
Высота взлива продукта, м	$H_i = 6{,}364$	$H_{i+1} = 2{,}149$
Плотность продукта в объединенной пробе, кг/м^3 при температуре, ^{0}С	$\rho_i = 854$ $t_{\rho i} = 22$	$\rho_{i+1} = 856$ $t_{\rho+1} = 22$
Средняя температура продукта в резервуаре, ^{0} С	$t_{v\ i} = 30$	$t_{v\ i+1} = 23$
Средняя температура воздуха на момент измерений, ^{0} С	$t_{в\ i} = 15$	$t_{в\ i+1} = 9$

4.2. Определяем коэффициенты объемного расширения

$$\beta_i = \frac{1{,}825}{\rho_t} - 0{,}001315 = 8{,}22 \cdot 10^{-4} 1/^0 C;$$

$$\beta_{i+1} = \frac{1{,}825}{\rho_{t+1}} - 0{,}001315 = 8{,}17 \cdot 10^{-4} 1/^0\ \tilde{N}.$$

4.3. Определяем разность температур при измерении плотности и объема

$$\delta_{t_i} = t_{\rho i} - t_{v_i} = 22 - 30 = -8^0 C;$$

$$\delta_{t_{i+1}} = t_{\rho_{i+1}} - t_{v_{i+1}} = 22 - 23 = -1^0 C.$$

4.4. Определяем температуру стенки резервуара

$t_{ст\,i} = (t_{v\,i} + t_{в\,i})/2 = (30 + 15)/2 = 22{,}5\ ^0C;$

$t_{ст\,i+1} = (t_{v\,i+1} + t_{вi+1})/2 = (23 + 9)/2 = 16\ ^0C;$

$\delta_{t\,ст\,i} = t_{ст\,i} - t_{гр} = 22{,}5 - 10 = 12{,}5\ ^0C;$

$\delta_{t\,ст\,i+1} = t_{ст\,i+1} - t_{гр} = 16 - 10 = 6{,}0\ ^0C;$

4.5. По градуировочной таблице резервуара находим:

объем продукта перед отпуском $V_i = 5830{,}483\ м^3;$

объем продукта после отпуска $V_{i+1} = 1973{,}445\ м^3.$

4.6. Масса закачанного в трубопровод продукта составит

$$m_{прi} = m_i - m_{i+1} = 5850{,}483 \cdot (1 + 2 \cdot 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 12{,}5) \cdot 854 \cdot [1 + 8{,}22 \cdot 10^{-4} \cdot (-8)] - 1973{,}445 \cdot (1 + 2 \cdot 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 6{,}0) \cdot 856 \cdot [1 + 8{,}17 \cdot 10^{-4} \cdot (-1)] =$$

$$= 4964946 - 1688132 = 3276814\ кг.$$

4.7. Определяем погрешность метода:

относительная погрешность измерения плотности

$$\Delta\rho = \frac{\delta\rho}{\rho_{min}} 100 = \frac{\pm 0{,}5}{750} \cdot 100 = 0{,}066\%\ ;$$

абсолютная погрешность измерения разности температур

$$\Delta\delta_t = \sqrt{\Delta t_\rho^2 + \Delta t_v^2} = \sqrt{0{,}5^2 + 0{,}5^2} = 0{,}707\ ^oC$$

При определении погрешности метода учитывают, что она достигает максимума при:

- максимальном и минимальном уровне взлива в резервуаре H_{max} и H_{min}, м;
- максимальном превышении температуры t_v над температурой t_p, которые указываются в методике выполнения измерений (МВИ).

4.8. Для нашего случая погрешность измерения массы при сдаче на трубопровод выразится уравнением

$$\Delta m_{прi} = \pm 1{,}1 \sqrt{\frac{4964946}{3276814}\left[\left(\frac{\pm 3}{6364}100\right)^2 + 0{,}1^2 + 0{,}066^2 + \left(\frac{8{,}22 \cdot 10^{-4} \cdot 0{,}707}{1 + 8{,}22 \cdot 10^{-4} \cdot 0{,}707}100\right)^2\right] + \frac{1688132}{3276814}\left[\left(\frac{\pm 3}{2149}100\right)^2 + 0{,}1^2 + 0{,}066^2 + \left(\frac{8{,}17 \cdot 10^{-4} \cdot 0{,}707}{1 + 8{,}17 \cdot 10^{-4} \cdot 0{,}707}100\right)^2\right] + 0{,}1^2} = \pm 0{,}26\%.$$

4.9. После транспортировки в конечном наливном пункте на момент сведения баланса продукт был принят в резервуар РВС-10000

$\Delta K = \pm 0,1$ % - погрешность градуировки;

$t_{грj} = 12\ ^0C$ температура градуировки резервуара в конечном пункте сдачи.

При выполнении измерений использованы следующие средства измерений:

уровнемер с абсолютной погрешностью	$\Delta H = \pm 3$ мм;
ареометр для измерения плотности	$\delta_{\rho j} = \pm 0,5$ кг/м^3;
термометр с абсолютной погрешностью	$\Delta t_j = \pm 0,5\ ^0C$;
относительная погрешность ЦБОИ	$\Delta M = \pm 0,1$ %.

4.10. В пункте сдачи были получены следующие результаты измерений:

Показатели	Перед приемом	После приема
Высота взлива продукта, м	$H_j = 2,961$	$H_{j+1} = 7,125$
Плотность продукта в объединенной пробе, кг/м^3 При температуре, ^0C	$\rho_j = 856$ $t_{\rho j} = 21$	$\rho_{j+1} = 855$ $t_{\rho j+1} = 21$
Средняя температура продукта в резервуаре, ^0C	$t_{vj} = 28$	$t_{vj+1} = 24$
Средняя температура воздуха на момент измерений, ^0C	$t_{вj} = 15$	$t_{вj+1} = 10$

4.11. Определяем коэффициенты объемного расширения

$$\beta_j = \frac{1,825}{\rho_j} - 0,001315 = 8,20 \cdot 10^{-4} 1/^0 C;$$

$$\beta_{j+1} = \frac{1,825}{\rho_{j+1}} - 0,001315 = 8,17 \cdot 10^0 C.$$

4.12. Определяем разности температур при измерении плотности и объема

$$\delta_{t_j} = t_{\rho_j} - t_{v_j} = 21 - 28 = -7^0 C;$$

$$\delta_{t_{j+1}} = t_{\delta_{j+1}} - t_{v_{j+1}} = 21 - 24 = -3^0 C.$$

4.13. Определяем температуру стенки резервуара, в который принимается продукт в конечном пункте в начале и конце операции

$t_{т\,j} = (t_{v\,j} + t_{в\,j})/2 = (28 + 15)/2 = 21,5\ ^0C;$

$t_{ст\,j+1} = (t_{v\,j+1} + t_{в\,j+1})/2 = (24 + 10)/2 = 17\ ^0C$

$\delta_{t\,ст\,j} = t_{ст\,j} - t_{гр} = 21,5 - 12 = 9,5\ ^0C;$

$\delta_{t\,ст\,j+1} = t_{ст\,j+1} - t_{гр} = 17 - 12 = 5,0\ ^0C;$

4.14. По градуировочной таблице резервуара находим:

объем продукта перед приемом $V_j = 2719{,}188$ м^3;
объем продукта после приема $V_{j+1} = 6551{,}285$ м^3.

4.15. Масса продукта принятого в резервуар конечного пункта составит

$$m_{npj} = m_{j+1} - m_j = 6551{,}285\cdot(1+2\cdot1{,}2\cdot10^{-5}\cdot5{,}0)\cdot855\cdot[1+8{,}17\cdot10^{-4}\cdot \cdot(-3)] - 2719{,}188\cdot(1+2\cdot1{,}2\cdot10^{-5}\cdot9{,}5)\cdot856\cdot\cdot[1+8{,}20\cdot10^{-4}\cdot(-7)] = 5588290{,}28 - 2314792{,}01 = 3273502{,}27 \text{ кг}.$$

4.16. Для нашего случая погрешность измерения массы продукта при сдаче с магистрального трубопровода в конечном приемо-сдаточном пункте определяется по уравнению

$$\Delta m_{npj} = \pm1{,}1\sqrt{\frac{5588290{,}28}{3273502{,}27}\left[\left(\frac{\pm3}{7125}100\right)^2 + 0{,}1^2 + 0{,}066^2 + \left(\frac{8{,}17\cdot10^{-4}\cdot0{,}707}{1+8{,}17\cdot10^{-4}\cdot0{,}707}100\right)^2\right] + \frac{2314792{,}01}{3273502{,}27}\left[\left(\frac{\pm3}{2961}100\right)^2 + 0{,}1^2 + 0{,}066^2 + \left(\frac{8{,}2\cdot10^{-4}\cdot0{,}707}{1+8{,}2\cdot10^{-4}\cdot0{,}707}100\right)^2\right] + 0{,}1^2} = \pm0{,}28\%.$$

Таким образом в обоих случаях пределы относительной погрешности методов измерения массы нефтепродуктов не более регламентированных ГОСТ 26976-86:

при закачке из резервуара в трубопровод

$\Delta m_{npi} = \pm\ 0{,}26\ \% < \Delta\ m_{max} = \pm\ 0{,}5\ \%$;

при приеме в резервуар на приемо-сдаточном пункте

$\Delta m_{npj} = \pm\ 0{,}28\ \% < \Delta m_{max} = \pm\ 0{,}5\ \%$.

Относительная погрешность сведения оперативного баланса нефтепродуктов по массе определяется по уравнению

$$\delta m_{i\delta} = \frac{m_{i\delta i} - m_{i\delta j}}{m_{i\delta i}}100\% = \frac{3276814 - 3273502}{3276814}100\% = 0{,}1\%$$

Приложение 2

ОТГРУЗОЧНАЯ ВЕДОМОСТЬ N _____

на отгрузку _____ со станции _____ за _____
наименование нефтепродукта — наименование — дата

Подано под налив _____ Налив окончен _____ Продолжительность налива _____
время — время — время

№№ п/п	№ ж/д наклад-ной	№ Вагоно цистер-ны	Тип ж/д цистер-ны	№ резервуара, из которого производят налив	Темпе-ратура нефтепро-дукта в цистерне, °С	Плотность нефте-продукта в цистерне, кг/м³	Уровень нефте-продукта в цистерне, мм	Объем нефте-продукта в цистерне, м³	Масса нефте-продукта в цистерне, кг	Наимено вание ж/д и станции назначе-ния	Полу-чатель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Итого масса нефтепродукта _____
прописью

Сдал Исполнитель наливного пункта _____ М.П. _____
подпись — фамилия, имя, отчество

Принял представитель Грузоотправителя _____ М.П. _____
подпись — фамилия, имя, отчество

Принял весовщик жел.дороги _____ М.П. _____
подпись — фамилия, имя, отчество

Приложение 3

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Правила сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ по отводам магистральных нефтепродуктопроводов
РД 153 - 39.4 - 001 - 96

Взамен "Типовой инструкции о порядке сдачи нефтепродутов на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ с магистральных нефтепродуктопроводов или их отводов", утв. ГКНП СССР 02.08.1985г.

Срок введения установлен с 1 октября 1995 г. приказом Минтопэнерго России от 25 сентября 1995 г. N 194 .

Правила устанавливают общие требования к организации и порядку приемо-сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ по отводам магистральных нефтепродуктопроводов и являются обязательными для всех предприятий и организаций магистральных нефтепродуктопроводов, а также потребителей и поставщиков, пользующихся услугами предприятий магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП), независимо от их ведомственной подчиненности и форм собственности.

Настоящие Правила разработаны на основании "Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов", утв. ГКНП СССР 23.07.84 г.; "Инструкции по учету нефтепродуктов на магистральных нефтепродуктопроводах", утв. ГКНП СССР 25.12.87 г.; "Инструкции о порядке поступления, хранения, отпуска и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах, наливных пунктах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР", утв. ГКНП СССР 15.08.85 г.; "Типовой инструкции о порядке сдачи нефтепродуктов на нефтебазы , АЗС и склады ГСМ с магистральных нефтепродуктопроводов или их отводов", утв. ГКНП СССР 02.08.85 г., а также других действующих государственных и отраслевых НТД в области проектирования, эксплуатации нефтепродуктопроводов и с учетом опыта работы организаций АО "Уралтранснефтепродукт" и "Юго-Западтранснефтепродукт".

В разработке настоящих Правил принимали участие :

- от АО "Уралтранснефтепродукт" - генеральный директор Уральского ОМНПП К.Р. Ахмадуллин, зам. начальника Уфимского РУМНП по товарно - транспортным вопросам Г.М.Галимуллин ;
- от АК " Транснефтепродукт " - ведущий технолог Управления балансов и планирования перевозок Л.Т. Кайгородова .

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

1.1. Правила устанавливают требования к организации и порядку приемо-сдачи нефтепродуктов на нефтебазы , АЗС и склады ГСМ (именуемые в дальнейшем "потребители") по отводам магистральных нефтепродуктопроводов и являются обязательными для всех организаций магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП), а также потребителей и владельцев нефтепродуктов, пользующихся услугами трубопроводного транспорта, независимо от их организационно-правовой формы и ведомственной подчиненности.

1.2. Сдача нефтепродуктов потребителям по отводам магистральных нефтепродуктопроводов предусматривает организацию и порядок проведения операций по вводу и выводу отводов из работы; учет количества и контроль качества сдаваемых нефтепродуктов; оформление документации; инвентаризацию, проверку состояния учета и обеспечение сохранности сдаваемых по отводам нефтепродуктов.

1.3. На основе настоящих Правил и договоров с учетом проектных решений, инструкций заводов-изготовителей, действующих отраслевых и межотраслевых нормативно-технических

и руководящих документов организациями магистральных нефтепродуктопроводов, а также потребителями и поставщиками, пользующимися услугами организаций магистральных нефтепродуктопроводов должны быть составлены производственные инструкции (инструкции взаимоотношений) и технологические регламенты (карты технологических режимов) работы отводов.

Перечень необходимой документации определяют организации магистральных нефтепродуктопроводов, в состав которых входят отводы, и утверждают главные инженеры соответствующих организаций.

Переутверждение перечня необходимой документации проводится не реже одного раза в три года.

В перечнях указывается: кем разрабатываются и утверждаются документы, определяется срок их действия. Потребители и поставщики согласно перечня представляют организациям МНПП всю оперативно техническую документацию по отводам, принадлежащим предприятиям потребления.

1.4. Ответственность за организацию сдачи нефтепродуктов по отводам потребителям возлагается на руководителей линейно- производственной диспетчерской станции (ЛПДС), а также руководителей организаций (предприятий) потребления.

1.5. Ответственность за обеспечение надлежащего учета и сохранности нефтепродуктов при сдаче их по отводам потребителям возлагается на руководителей ЛПДС приказом по организации МНПП.

1.6. Ответственность за соблюдение оптимальных технологических режимов перекачки и сдачу нефтепродуктов в соответствии с заданиями возлагается на диспетчерские службы организаций МНПП или их структурных подразделений по месту сдачи.

1.7. Систематический контроль за состоянием учета принимаемых и сдаваемых нефтепродуктов по отводам МНПП потребителям возлагается на товарно-транспортные отделы (ТТО) организаций МНПП.

1.8. На каждый отвод и пункты сдачи (нефтебазы, АЗС и склады (ГСМ), подключенные к отводам, составляется паспорт.

Экземпляры паспорта находятся в диспетчерских организаций МНПП для оперативной работы.

В паспорте на отводы должны быть: количество ниток отвода; диаметр и толщина стенок отвода; марка стали; дата ввода в эксплуатацию; наименование области, территории по которой проходит отвод, профиль и план трассы отвода; технологические схемы отвода потребителей с распределением резервуаров по нефтепродуктам со спецификацией запорной арматуры и отметками высот резервуаров; спецификация запорной арматуры отвода; технологическая карта эксплуатации резервуаров потребителя; карта технологических режимов работы отводов с учетом пропускной способности резервуаров потребителей, согласованная с их руководством; градуировочные таблицы отвода и резервуаров, градуировочные таблицы технологических трубопроводов потребителей; акт разграничения зон обслуживания; схемы подключения потребителей к конечной задвижке отвода, утвержденные руководством организаций МНПП; инструкции по техническому обслуживанию и отпуску нефтепродуктов потребителям по отводу; инструкции взаимоотношений между организациями МНПП и потребителями; аварийные инструкции; инструкции по устройству обходных связей, способов вызова операторов по сдаче и обходчиков отводов при возникновении нештатных ситуаций, а также НТД по узлу учета и средствам измерения.

1.9. Потребитель обеспечивает оператора по сдаче нефтепродуктов рабочим местом (отдельным помещением или комнатой), устойчивыми средствами связи с ЛПДС, диспетчером, с камерой отбора проб; охрану узла концевых задвижек отвода, а также транспортом для доставки (в случае необходимости) оператора по сдаче к задвижкам на нулевом километре отвода.

2. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ РАБОТНИКОВ СЛУЖБЫ СДАЧИ И ПРИЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ.

2.1. Отводы МНПП предназначены для поставки нефтепродуктов потребителям.

2.2. Задачи диспетчеров организаций МНПП определяются должностными инструкциями.

2.3. Диспетчер организации МНПП определяет способы и время включения отводов в работу по сдаче в целом по объединению, диспетчер РУМНПП - в пределах РУМНПП, исходя из условий выполнения утвержденных плановых заданий поставки нефтепродуктов потребителям и оптимизации режимов перекачки при сдаче нефтепродуктов по отводам с учетом

применения средств компьютеризации, справочников оптимальных режимов, применением систем автоматического регулирования давлений, а также дистанционного управления электроприводов задвижек. Включение отводов в работу для сдачи нефтепродуктов потребителю производится только при наличии документа (телефонограммы) о проверке целостности отвода (обход, объезд трассы).

2.4.Диспетчер РУМНПП согласует работу отводов с работой всей системы МНПП в соответствии с указаниями диспетчера вышестоящей организации, руководит и координирует действия операторов ЛПДС в пределах РУМНПП.

2.5. Оператор ЛПДС руководит работой операторов по сдаче и обходчиков по отводам.

2.6. Оператор по сдаче работает совместно с оператором потребителя при выполнении оперативных переключений по подготовке технологической схемы приема у резервуаров потребителя, приеме и раскладке смеси по резервуарам при последовательной перекачке, измерении высоты уровней нефтепродуктов в резервуарах с целью соблюдения технологической карты эксплуатации резервуаров и недопущения переливов.При выполнении этих операций старшим является оператор потребителя.

2.7. Лаборатория потребителя совместно с оператором потребителя и оператором по сдаче производит прием и раскладку смеси по резервуарам, отбор проб из резервуаров и трубопроводов, составление средних проб для проведения анализов. Лаборатория потребителя является ответственной за контроль изменения концентрации нефтепродуктов в смеси при последовательной перекачке, прием и раскладку смеси по резервуарам, а также за качественное проведение анализов отобранных проб.

Контроль за проведением вышесказанных операций осуществляет оператор по сдаче.

Предприятия магистральных нефтепродуктопроводов обеспечивают передачу телефонограммой потребителям данных контактирующих пар нефтепродуктов при последовательной перекачке по отводам.

2.8. При отсутствии лаборатории у потребителя, указанные выше операции производит совместно оператор потребителя и оператор по сдаче. Старшим при этом является оператор потребителя.

2.9. Одним из основных условий успешного управления приемо-сдаточными операциями по отводам и выполнения указанных выше задач работниками службы сдачи является надежная связь между диспетчерами организаций МНПП, операторами ЛПДС и ПС, операторами по сдаче, операторами потребителя и обходчиками по отводу.

Диспетчерская связь должна действовать круглосуточно и находиться в распоряжении диспетчерской службы.

Линейно-путевая телефонная связь обходчиков по отводу с избирательным вызовом должна обеспечивать возможность связаться с любого пункта трассы отвода с оператором по сдаче, ЛПДС, ПС, диспетчером РУМНПП.

Диспетчер РУМНПП, операторы по сдаче, ЛПДС и ПС должны иметь возможность выхода на междугородную телефонную оперативно-производственную систему связи и на случай повреждения последней предусматривается резервирование средствами связи других ведомств по согласованию с последними, т.е. иметь обходные линии связи.

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА СЛУЖБЫ СДАЧИ И ПРИЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ.

3.1. Независимо от квалификации, стажа работы по приемо-сдаточным операциям на отводах МНПП рабочие и ИТР до назначения на самостоятельную работу при переводе на другую работу, перерыве в работе свыше 6 мес., а также периодически в процессе работы обязаны проходить производственное обучение на рабочих местах безопасным приемам и методам работы.

3.2. Руководители РУМНПП, ЛПДС и потребители обязаны обеспечить своевременное и качественное обучение всех работников, участвующих в приемо-сдаточных операциях нефтепродуктов по отводам, безопасным приемам и методам работы непосредственно на рабочих местах и на специальных курсах.

3.3. Обучение проводит опытный работник из числа технического персонала РУМНПП, ЛПДС, предприятия потребителя, ответственных за приемо-сдаточные операции нефтепродуктов по отводам. Прикрепление обучаемого к обучающему его работнику должно быть оформлено приказом (распоряжением).

3.4. Во время производственного обучения обучающийся не имеет права самостоятельно выполнять оперативные переключения, приемо-сдаточные операции и вести оперативные переговоры. Все виды работ обучающийся может производить только под наблюдением ответственного за обучение работника РУМНПП, ЛПДС, предприятия потребителя. Ответственность за правильность действий обучаемого, соблюдение им техники безопасности, пожарной безопасности и настоящих Правил несут обучающий и сам обучаемый.

3.5. По окончании производственного обучения в объеме утвержденной программы, перед допуском к самостоятельной работе, знания вновь поступившего или переведенного работника должны быть проверены квалификационной комиссией, назначаемой приказом по РУМНПП, ЛПДС и предприятия потребителя.

3.6. Подготовку и обучение операторов потребителя по основным параметрам режимов перекачки по МНПП, последовательной перекачке нефтепродуктов, мероприятиям по уменьшению смесеобразования при последовательной перекачке, контролю и организации приема смеси, составлению карт смешений, методам раскладки смеси по резервуарам, правилам технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов (обязательных для данной специальности) проводят ответственные работники РУМНПП и ЛПДС. Подготовка лаборантов производится на специальных курсах.

3.7. Подготовку и обучение операторов по сдаче по основным технологическим операциям и режимам работы предприятий потребления, путям и маршрутам движения операторов по сдаче, методам и средствам замера уровня, отбора проб, проводят ответственные работники потребителей.

3.8. Оператор по сдаче должен иметь разряд не ниже 4-го (поскольку, согласно ЕТКС N 36, 1986г., он отвечает за обеспечение сохранности сдаваемых потребителю нефтепродуктов, учет и оформление документации на все приемо-сдаточные операции, участвует в приеме и раскладке смеси по резервуарам потребителя).

3.9. Особое внимание при подготовке и обучении, приеме экзаменов у операторов по сдаче следует уделить вопросам обеспечения сохранности количества и качества при сдаче нефтепродуктов по отводам МНПП потребителям, недопущения хищений и перетоков через запорные устройства (задвижки), знаниям нормативной НТД, правил пломбирования задвижек резервуаров и технологических трубопроводов потребителей.

3.10. При подготовке и обучении обходчиков следует уделить внимание знаниям возможных, наиболее уязвимых мест МНПП, где могут производить сверление, устройство врезок, нарушение целостности трубопроводов и запорных устройств с целью хищения нефтепродуктов.

3.11. Руководители организаций МНПП постоянно контролируют подбор материально-ответственных лиц, связанных со сдачей нефтепродуктов, не принимают на эту работу лиц, лишенных права занимать такие должности в установленном законом порядке.

4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБУСТРОЙСТВУ ОТВОДОВ.

4.1. Сооружения отводов должны соответствовать требованиям: СНиП "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования"; "Склады нефтепродуктов. Нормы проектирования"; СНиП по проектированию генеральных планов; СНиП по проектированию сооружений промышленных предприятий; нормам технологического проектирования и технико - экономическим показателям магистральных нефтепродуктопроводов (распределительных нефтепродуктопроводов); "СНиП 2.05.13-90. НПП, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов".

Отводы МНПП, в основном, принадлежат предприятиям нефтепродуктопроводов, но могут сооружаться и принадлежать предприятиям потребления. При этом предприятие потребления несет ответственность за техническое состояние и надежность отвода, за обеспечение сохранности количества и качества нефтепродуктов в отводах.

В случае принадлежности отводов потребителям все взаимоотношения решаются производственными инструкциями (инструкциями взаимоотношений), согласованными между организациями МНПП и потребителями.

4.2. Точка подключения отвода к МНПП с секущей задвижкой называется начальной или нулевым километром отвода. Конечной точкой отвода является узел подключения концевых

задвижек отвода (последняя задвижка высокой серии) к технологическим трубопроводам потребителя.

4.3. Отводы заканчиваются одним потребителем или на одном отводе может быть подключено несколько потребителей (сложные отводы).

По сложным отводам ТТО (ТТС) организаций МНПП разрабатывают специальные инструкции с учетом протяженности, профиля трассы, обеспечения минимальных смешений при последовательной перекачке нефтепродуктов, последовательности сдачи каждому потребителю, а также с учетом возможности сдачи одновременно двум и более потребителям.

4.4. Начальная точка отвода (нулевой километр отвода) обустраивается колодцем с секущей задвижкой и на поверхности земли в зоне ограждения монтируется рабочая задвижка. Рабочая задвижка (задвижка О км) закрывается на запор.

При многониточных отводах для сдачи различных нефтепродуктов устанавливаются дополнительные задвижки, исключающие возможные пропуски и смешения нефтепродуктов.

После рабочей задвижки устанавливается манометр в ковере, запирающемся на запор.

В зоне ограждения устанавливаются: телефонный аппарат, обеспечивающий связь нулевого километра отвода с оператором ЛПДС и оператором потребителя; устройство электроснабжения для питания электроприводов задвижек и освещения.

Электрифицированные рабочие задвижки должны иметь возможность дистанционного управления оператором ЛПДС из операторной потребителя.

Обходчик отвода (оператор по сдаче), обслуживающий задвижки нулевого километра отвода при сдаче нефтепродуктов потребителям, должен иметь надежную связь с оператором ЛПДС.

Ограждение нулевого километра отвода выполняется из металлической сетки, обрамленной уголками, с устройством калитки, запирающейся на замок. Ограждение должно быть окрашено алюминиевой пудрой и оборудовано плакатами "Огнеопасно", "Не курить".

4.5. Узел подключения концевых задвижек отводов к технологическим трубопроводам потребителя обустраивается: двумя стальными секущими задвижками на отводе, равнопрочными МНПП; узлом учета; камерой отбора проб с пробоотборником по ГОСТ 2517-85; системой канализации с емкостью для слива отбираемых проб; манометром в ковере, запирающимся на запор и установленным перед секущей задвижкой; приборами контроля сортности нефтепродуктов с выносными датчиками; электроснабжением для питания электроприводов задвижек и освещения; ограждением, оборудованным аналогично ограждению нулевого километра отвода.

Ограждение и концевые задвижки отвода закрываются на запоры с установкой контрольных замков и передаются оператором по сдаче охране организации (предприятия) потребления.

4.6. С учетом условий работы и протяженности отводов предусмотреть запуск и прием очистных устройств в зависимости от результатов анализов проб, отобранных в начале и конце отвода.

4.7. Учет нефтепродуктов при приемо-сдаче должен осуществляться объемно - массовыми методами, обеспечивающими погрешность определения массы нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ 26976 - 86 .

4.8. Основным методом измерений является объемно - массовый динамический метод с применением коммерческих узлов учета или расходомеров.

Приемо - сдача нефтепродуктов по коммерческим узлам учета или расходомерам должна проводиться по взаимосогласованной инструкции. Коммерческие узлы учета(или расходомеры) должны быть аттестованы территориальным органом Госстандарта РФ в установленном порядке.

Как правило, узлы учета или расходомеры монтируются после концевых задвижек отводов на территории потребителя. Коммерческие узлы учета могут монтироваться, в зависимости от принадлежности отводов, и по согласованию с потребителями и на О км отводов.

4.9. Отводы, не оборудованные узлами учета, должны быть в плановом порядке оборудованы ими и удовлетворять нижеследующим требованиям.

Узлы учета должны обеспечивать погрешность измерения в соответствии с ГОСТ 26976-86.

Каждый из измеряемых параметров на щите в операторной потребителя контролируется и регистрируется вторичными приборами.

4.10. Контроль давления осуществляется приборами , имеющими выходной стандартный электрический сигнал с искробезопасными цепями, взрывозащищенного исполнения.

4.11. Температурный датчик для контроля температуры сдаваемого нефтепродукта монтируется в непосредственной близости от датчика расхода . Вторичный показывающий и

регистрирующий прибор для измерений температуры монтируется на щите в операторной потребителя.

4.12. Для контроля плотности сдаваемого нефтепродукта на узле учета монтируется поточный плотномер с погрешностью измерения ± 0,5 кг/м^3, имеющий стандартный электрический выходной сигнал с возможностью передачи этого сигнала на расстояние не менее 1000 метров. Вторичный прибор контроля плотности должен обеспечивать как мгновенное снятие значений плотности , так и ее регистрацию.

4.13. Оснащенность КИП, средствами (приборами) учета, уровень автоматизации отводов определяются нормативными документами ВНТП-3-90 "Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопровов" и РДМ-ООО1-90 "Руководящий документ КИП, автоматизация и телемеханизация разветвленных нефтепродуктопроводов".

4.14. Все приборы должны быть не ниже первого класса точности и иметь выход в систему телемеханики.

Все средства измерений, используемые при учете нефтепродуктов, должны быть допущены в обращение Госстандартом РФ и поверены в соответствии с требованиями ПР 50.2.006-94.

4.15. Камера отбора проб выполняется в виде здания из кирпича или другого несгораемого материала и устанавливается после секущих концевых задвижек отвода перед приемными задвижками потребителя. Камера должна иметь освещение во взрывобезопасном исполнении, в осенне-зимний период - обогрев, должна быть обеспечена телефонная связь с диспетчером ЛПДС или РУМНПП.

Место отбора проб нефтепродуктов оборудуется канализацией, приточно-вытяжной вентиляцией, столом для определения плотности нефтепродуктов, пробоотборниками по ГОСТ 2517-85.

Камера должна закрываться на запор и ключ хранится в сейфе у оператора по сдаче.

Потребитель обязан обеспечить хранение контрольных (арбитражных) проб нефтепродуктов в помещении согласно ГОСТ 2517-85.

4.16. Технологические линии от концевых задвижек отвода до приемных резервуаров потребителя должны быть автономные (т.е. не должны иметь тупиковых ответвлений, лишних врезок, перемычек, проходить через узлы задвижек на манифольдах, эстакадах, насосных).

Если указанные требования не выполняются, то такие линии должны быть включены в планы реконструкции по переводу их на автономные условия работы.

4.17. Главные требования к установке арматуры, устройств и приспособлений на отводах и технологических линиях потребителя заключаются в простоте и возможности выполнения приемо-сдаточных операций, обеспечивающих сохранение количества и качества сдаваемого нефтепродукта.

При размещении запорной арматуры на отводе необходимо учитывать профиль трассы, чтобы свести до минимума потери нефтепродуктов при повреждениях и плановых ремонтных работах.

Запорная арматура на отводе и организации (предприятии) потребления должна иметь серию не ниже предусмотренной проектом с предварительным проведением гидравлического испытания на прочность и герметичность в соответствии с ГОСТ. Герметичность задвижек на 0 км отвода и концевых задвижек отвода, согласно ГОСТ 9544-75 должны соответствовать 1-му классу плотности. Герметичность задвижек технологии и резервуаров потребителей должна быть не ниже 2-го класса плотности.

4.18. Для обеспечения надежности и автоматизации процесса при смене сортности нефтепродуктов в отводах необходимо, чтобы выполнялись следующие требования:

- оперативное переключение запорной арматуры ;
- полная герметизация трубы при закрытии задвижки ;
- возможность проведения ремонта задвижки ;
- точное определение момента открытия и закрытия задвижки.

При последовательной перекачке разносортных нефтепродуктов, отвод оборудуется аппаратурой контроля типа УКП и др.

4.19. Территория приемных резервуаров для приемо-сдаточных операций в ночное время должна иметь освещение, отвечающее нормам техники безопасности, пожарной безопасности и требованиям главы СНиП "Искусственное освещение. Нормы проектирования". Минимальная освещенность - не менее 5 лк, в местах измерений уровня и управления задвижками - 10 лк, в

местах установки КИП необходимо комбинированное освещение(с переносными светильниками) - 30 лк.

4.20. На каждый резервуар, используемый для приемо-сдаточных операций, должны быть составлены градуировочные таблицы в соответствии с нормативно-технической документацией.

4.21. Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования (стационарные устройства по отбору проб типа ПСР, дистанционные приборы замера уровня и т.д.), предусмотренным проектом и обеспечивающим возможность осуществления приемо-сдаточных операций с нефтепродуктами согласно установленным требованиям.

В случае отсутствия стационарных устройств по отбору проб и дистанционных приборов замера уровня, организация (предприятие) потребителя устанавливает их в плановом порядке.

4.22. На каждый резервуар для приемо-сдаточных операций организация (предприятие) потребителя разрабатывает технологическую карту и согласовывает ее с организациями МНПП.

4.23. Максимальная производительность заполнения резервуара назначается в соответствии с возможностями дыхательной арматуры. В случае, если по дыхательной арматуре имеется запас производительности, то максимум определяется производительностью отвода.

4.24. На маршрутах движения операторов по сдаче и операторов потребителя нефтепродуктов через обвалования резервуаров, коллекторы наружных трубопроводов и прочие препятствия должны быть оборудованы лестничные переходы с перилами, а также площадки обслуживания задвижек. Маршруты движения должны быть оборудованы освещением согласно установленным нормам.

4.25. Организации (предприятия) потребителя оборудуются современными средствами связи: факсами, электронной почтой, телетайпами, для оперативной передачи данных (актов по форме 14НП, паспортов качества и т.д.)

4.26. Организации (предприятия) потребления обязаны сообщать организациям МНПП о любых изменениях в технологической схеме, связанных с приемом нефтепродуктов по отводу.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ СДАЧИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ОТВОДАМ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОХРАННОСТИ

5.1. Задание поставки (сдачи) нефтепродуктов потребителям по отводам составляет головная организация магистральных НПП.

5.2. Организация МНПП с учетом оптимальной загрузки нефтепродуктопроводов и на основании договоров, заключенных с фирмами-поставщиками и потребителями, составляет и утверждает графики сдачи нефтепродуктов по отводам.

5.3. В графиках должны предусматриваться по каждому отводу очередность сдачи нефтепродуктов с МНПП, предлагаемые объемы сдачи и наименование сдаваемых нефтепродуктов.

5.4. Порядок взаимодействия потребителей с операторами ЛПДС определяют инструкции взаимоотношений между потребителем и ЛПДС, составленные в соответствии договоров вышестоящих организаций и согласованные с РУМНПП.

5.5.В инструкции взаимоотношений должны быть включены вопросы:

- метод учета нефтепродуктов при приемо-сдаче - по поточному коммерческому узлу учета или по резервуарам;
- обеспечение сохранности количества и качества нефтепродуктов при сдаче;
- проведение совместных проверок приема и сдачи нефтепродуктов;
- обустройство рабочего места оператора по сдаче;
- проверка герметичности запорной арматуры резервуаров, технологических трубопроводов, концевых задвижек отводов;
- состояние периметрового ограждения;
- состояние ограждения концевых задвижек отводов;
- сдача опломбированных задвижек под охрану потребителей;
- порядок ликвидации повреждений, определение потерь при принадлежности отводов потребителям;
- освещение резервуарных парков, камер переключений и отбора проб;
- закрытие на запор ПСР, сифонных кранов резервуаров;
- установка защитных кожухов (коверов) на пробоотборники, манометры;

- доставка операторов на нефтебазу и для открывания задвижек на нулевых километрах отводов;
- снабжение спецодеждой;
- техника безопасности;
- социальная защищенность операторов по сдаче.

5.6. На рабочем месте оператора по сдаче нефтепродуктов должны быть:
- стол;
- два телефона: один диспетчерский, второй междугородный;
- сейф для хранения ключей, пломбиров, штампов, печатей и другого инвентаря;
- перечень необходимой оперативно-технической документации, утвержденной руководством РУМНПП;
- технологическая схема предприятия потребителя. Схема должна содержать: наличие концевых задвижек отвода и их нумерацию; спецификацию запорной арматуры; нумерацию технологических колодцев; высотные отметки резервуаров ; места и схему установки заглушек. Схема должна согласовываться с руководством ЛПДС и утверждаться главным инженером (директором) предприятия потребителя;
- профиль отвода со схемой установки запорной арматуры;
- технологическая карта эксплуатации резервуаров потребителя с указанием базовой высоты (высотными трафаретами), утвержденная главным инженером (директором) предприятия потребителя;
- графики и акты комиссионных проверок герметичности запорной арматуры резервуаров, технологических трубопроводов и концевых задвижек отводов;
- градуировочные таблицы на резервуары и трубопроводы;
- должностные инструкции операторов, обходчиков, а также аварийные, по технике безопасности и противопожарной безопасности ;
- копии инструкций взаимоотношений между ЛПДС и потребителями;
- инструкция по количественному учету на МНПП;
- договора о полной материальной ответственности операторов по сдаче;
- инструкции по технологии последовательной перекачки по отводу;
- инструкция по вводу и выводу отводов из работы;
- инструкции по учету нефтепродуктов;
- карта технологических режимов работы отвода;
- журналы оперативных телефонограмм; журналы регистрации приемо - сдаточных актов, подписанных оператором по сдаче и оператором потребителя; журнал контроля подтоварной воды в резервуарах; журнал регистрации установки пломб; журнал сдачи опломбированных задвижек под охрану потребителя;
- правила пломбирования задвижек, кранов, манометров, вантузов;
- средства измерений, отбора проб: измерительные рулетки типа РЛ-20 с лотом;
- термометры ТЛ-4, водочувствительная паста, пробоотборники, ведерки;
- пломбиры с необходимым запасом пломб и сменных оттисков;
- ГОСТ или ТУ на нефтепродукты: 3О5, 2О84, 10227, 26976 и др. 151О, 2517 и др.;
- аккумуляторные, взрывозащитные фонари;
- противогазы;
- шкаф для спецодежды.

5.7. При отсутствии на отводе поточных коммерческих узлов учета или расходомеров сдача нефтепродуктов, поступивших потребителям по отводу МНПП, производится по резервуарам потребителя. На все резервуары, участвующие в приеме нефтепродуктов, должны быть градуировочные таблицы, составленные с участием в измерениях представителей МНПП и утвержденные региональными центрами стандартизации и метрологии. Срок переградуировки резервуаров в соответствии НТД. В случае изменения технологической схемы потребителя необходимо иметь от руководителей предприятия потребителя акты на заполнение смонтированных трубопроводов, составленные совместно с представителями организацией МНПП.

5.8. Перед сдачей нефтепродуктов, резервуары, в которые осуществляется сдача, должны быть герметично изолированы от других резервуаров, не участвующих в приеме нефтепродуктов по отводу. Приемные технологические трубопроводы должны быть заполнены нефтепродуктом. Для этого, перед сдачей нефтепродуктов потребителю, необходимо открыть приемную

задвижку на резервуаре (технологически связанному с подключаемым резервуаром), по высотным отметкам, находящимся выше технологических трубопроводов и остальных резервуаров. В случае приема нефтепродукта в резервуар, находящийся по высотным отметкам выше других резервуаров, необходимо открыть приемную задвижку на данном резервуаре, заполнить технологические трубопроводы, убедиться, что уровень нефтепродукта в резервуаре не изменяется. После чего закрыть приемную задвижку.

5.9. Сдача нефтепродуктов по отводу производится только при условии работы МНПП в рабочем режиме. В целях недопущения распрессовки, при остановленной перекачке в МНПП производить сдачу нефтепродуктов запрещается.

5.10. Потребитель и работники ЛПДС ведут ежедневный учет наличия и движения нефтепродуктов по резервуарам с отражением результатов измерений по каждому резервуару в специальном журнале (суточном листе). Перед организацией сдачи нефтепродуктов потребителю, книжные остатки нефтепродуктов и результаты измерений по резервуарам, подписанные старшим оператором потребителя должны быть у оператора поставщика.

5.11. Для организации оперативной проверки и инвентаризации нефтепродуктов потребитель в любое время суток выдает суточную ведомость налива (расхода) нефтепродуктов после выдачи последнего книжного остатка.

5.12. В намеченный день сдачи нефтепродуктов, после устной договоренности с диспетчером РУМНПП, оператор ЛПДС дает команду оператору по сдаче на подготовку к сдаче нефтепродуктов, с указанием наименования и количества нефтепродуктов, намеченных к сдаче.

5.13. Оператор по сдаче совместно с оператором потребителя производит измерение уровня, температуры и плотности нефтепродукта, уровня подтоварной воды в резервуаре, подключаемом для приема, а также во всех остальных резервуарах, технологически связанных с ним. При этом расходная и приемная задвижки должны быть закрыты и опломбированы. Определяют количество нефтепродукта в этом резервуаре, делают записи в приемо - сдаточном акте (форма 14 НП) и соответствующих журналах. Затем оператор по сдаче получает от оператора потребителя паспорт качества на остаток в резервуаре, подтверждающий его соответствие ГОСТ на нефтепродукт, подлежащий приему в этот резервуар из отвода. Оператор по сдаче сообщает оператору потребителя перед началом закачки нефтепродукта данные паспорта качества, полученные по телефону от оператора ЛПДС, дальнейшим подтверждением по факсу, телетайпу, почте.

5.14. Оператор по сдаче совместно с оператором потребителя готовят технологическую схему для приема нефтепродукта в резервуар. О готовности к приему нефтепродукта оператор по сдаче дает телефонограмму оператору ЛПДС, где указывается сорт нефтепродукта, номер резервуара, замеры в резервуарах (в резервуаре, куда будет осуществляться прием, а также во всех остальных, технологически связанных с ним), плотность и температуру нефтепродукта, номера открытых и закрытых задвижек. В телефонограмме указываются номера задвижек, на которых установлены пломбы, фамилии оператора по сдаче и оператора потребителя. При этом концевые задвижки отвода и задвижки на О км отвода остаются закрытыми и опломбированными.

5.15. Оператор ЛПДС за подписью руководства ЛПДС и предприятия потребителя дает телефонограмму диспетчеру РУМНПП, где указывается сорт нефтепродукта, количество свободной емкости и т.д. в соответствии с п.5.12.

5.16. После проверки правильности подготовки технологических линий для приема нефтепродуктов по технологической схеме предприятия потребителя и анализа данных телефонограммы, диспетчер РУМНПП дает на имя руководства станции и предприятия потребителя телефонограмму на отпуск нефтепродукта, где указывается количество, сорт отпускаемого нефтепродукта, производительность отпуска, номера концевых задвижек и задвижек на О км отвода, которые необходимо открыть.

5.17. После получения разрешения от диспетчера организации МНПП оператор ЛПДС дает телефонограмму оператору по сдаче на открытие концевых задвижек и задвижек на О км отвода. Перед открытием концевой задвижки на территории предприятия потребителя, оператор по сдаче фиксирует давление в отводе по манометру около концевых задвижек, а обходчик на О км отвода. При отсутствии или падении статического давления в отводе, концевую задвижку не открывать до выяснения причины падения давления.

Во избежание аварийных ситуаций (гидроударов), задвижки на отводе необходимо открывать в следующей последовательности: сначала открываются концевые задвижки отвода,

после получения информации об открытии концевых задвижек, открываются задвижки на 0 км отвода.

5.18. После открытия задвижки на 0 км отвода оператор по сдаче совместно с оператором потребителя проверяет поступление нефтепродукта из отвода в резервуар потребителя.

Контроль за наполнением подключенного резервуара и измерение уровня нефтепродукта в нем не реже чем через каждые два часа (четные) осуществляет оператор потребителя совместно с оператором по сдаче.

Данные о поступлении нефтепродукта потребителю за каждые 2 часа оператор по сдаче сообщает оператору ЛПДС, оператор ЛПДС - диспетчеру РУМНПП, а последний диспетчеру вышестоящей организации.

5.19. При переключениях с наполняемого резервуара в следующий (подготовленный и принятый оператором по сдаче) резервуар, оператор по сдаче заранее уведомляет оператора ЛПДС, который сообщает диспетчеру организации МНПП. Сначала открывается приемная задвижка подготовленного к приему резервуара, затем, убедившись в поступлении нефтепродукта, закрывается приемная задвижка отключаемого резервуара.

5.20. При появлении дебалансов при перекачке нефтепродуктов по МНПП, закачке нефтепродуктов в резервуары потребителя, работники ЛПДС и предприятия потребителя проводят проверку и инвентаризацию нефтепродуктов в резервуарах потребителя.

В случае обнаружения, что дебаланс произошел по вине потребителя, последний возмещает потерянное количество нефтепродуктов поставщику.

5.21. Во время закачки каждого резервуара оператор по сдаче и представитель потребителя должны совместно отбирать контрольные пробы с конца отвода на приеме потребителя в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85. Из отобранных проб составляется объединенная (средняя) проба за период заполнения каждого резервуара. Одна проба сдается потребителю на анализ, другая (арбитражная) опечатывается печатью ЛПДС и передается на хранение потребителю, о чем производится запись в соответствующих журналах. Допускается производить отбор контрольной (арбитражной) пробы из резервуара с оформлением акта на отбор проб в соответствии с ГОСТ 2517-85. При этом перед закачкой нефтепродукта должна совместно отбираться контрольная проба остатка нефтепродукта в резервуаре.

5.22. Оператор по сдаче не позднее чем за 2 часа до заполнения последнего резервуара сообщает оператору ЛПДС, последний -диспетчеру РУМНПП о времени закрытия задвижки на нулевом километре отвода. После получения команды от диспетчера организации МНПП оператор ЛПДС дает телефонограммой команду обходчику отвода на закрытие задвижки в случае ее наземной установки, при установке задвижки в колодце закрытие ее производится оператором по сдаче и обходчиком отвода или представителем потребителя.

5.23. После закрытия задвижки на нулевом километре отвода оператор по сдаче совместно с оператором потребителя закрывает концевые задвижки отвода, проверяет давление по манометру, пломбирует их, сдает конечный узел задвижек под охрану потребителя и делает записи в соответствующих журналах.

5.24. После заполнения резервуара, отстаивания нефтепродукта в резервуаре в течение не менее 2-х часов оператор по сдаче совместно с оператором потребителя производит измерение уровня, температуры и плотности нефтепродукта, уровня подтоварной воды в отключенном резервуаре, а также во всех остальных, технологически связанных с ним. Определяет количество нефтепродукта в них, результаты измерений заносит в соответствующие журналы и составляет акты по форме приложения N 8. При поступлении нефтепродукта в резервуары, технологически связанные с приемным, нефтепродукт оприходуется актом по форме приложения N 8 и выясняются причины поступления нефтепродукта в данные резервуары.

5.25. На поступившее по отводу в резервуар потребителя количество нефтепродукта оформляются акты приема-сдачи в четырех экземплярах, что подтверждается подписями обоих операторов и печатями организации МНПП и потребителя. К акту прилагается паспорт качества с информацией о сертификате соответствия на принятый нефтепродукт, который оформляется по данным, полученным по телефону от оператора ЛПДС. Одновременно ЛПДС должна дослать потребителю по почте или факсу паспорт качества на закачанный нефтепродукт в резервуары потребителя.

По результатам анализа нефтепродукта по контрольным показателям, определяемым в лаборатории потребителя, допускается внесение в паспорт качества фактических значений этих

показателей, предварительно согласовав этот вопрос с ответственным по организации МНПП за контроль качества нефтепродукта.

Один экземпляр документов остается у оператора по сдаче, один передается потребителю. Два экземпляра поступают в бухгалтерию организации МНПП для производства денежных расчетов. Один из них остается в бухгалтерии организации МНПП, второй служит основанием для производства расчетов с потребителем в соответствии с договорными отношениями.

Расчеты за сданные по отводу нефтепродукты производятся организацией МНПП и потребителем в порядке, установленном договорными отношениями между ними и соответствующими нормативными документами, регламентирующими порядок приемо-сдачи нефтепродуктов и порядок определения количества принятого и сданного нефтепродукта.

Лица, ответственные за приемо-сдачу нефтепродуктов, порядок составления и написания актов приема-сдачи, назначаются приказом по ЛПДС и предприятия потребителя.

Акты приема-сдачи нефтепродуктов должны быть проверены руководством предприятия потребителя и ЛПДС.

Выполнение проверки должно быть засвидетельствовано печатями потребителя и ЛПДС. Только после этого акты высылаются в ТТО организации МНПП. Сотрудники ТТО организации МНПП проверяют приемо-сдаточные акты и передают в бухгалтерию для взаиморасчетов.

5.26. Между руководством ЛПДС и оператором по сдаче составляется договор о материальной ответственности за сохранность нефтепродуктов при сдаче потребителю и за правильное оформление актов приема-сдачи.

5.27. После каждой закачки нефтепродукта потребителю обходчик отвода производит обход трассы и сообщает оператору ЛПДС о его состоянии.

5.28. При последовательной перекачке нефтепродуктов по отводу особое внимание уделяется приему и раскладке нефтепродуктов и смеси по резервуарам потребителя, контролю качества

Указанные операции производит лаборант и оператор потребителя совместно с оператором по сдаче в соответствии с инструкцией по технологии последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам, утвержденной РУМНПП и согласованной с руководством предприятия потребителя.

В инструкции конкретизируются действия работников организации МНПП, операторов по сдаче, лаборантов и операторов потребителя с указанием характера операций, способов их выполнения.

В инструкции указываются:

- основные параметры последовательной перекачки;
- последовательность подачи различных нефтепродуктов в отвод;
- способ контактирования, величина партий нефтепродуктов в отводе, режим работы МНПП и отвода, остановка отводов;
- организация контроля и ответственность служб на всех этапах проведения последовательной перекачки по отводу; контроль за прохождением смеси в отводе, контроль качества нефтепродуктов, места установки контрольных пунктов на отводе и у потребителя, способы и периодичность контроля;
- способы реализации смеси , раскладка нефтепродуктов и смеси по резервуарам.

5.29. Одним из основных условий успешного проведения последовательной перекачки по отводам является точный и своевременный контроль за продвижением по отводу нефтепродукта каждого сорта.

Контроль границ смеси означает контроль за концентрацией одного нефтепродукта в другом в зоне смесеобразования. Система контроля качества последовательно перекачиваемых нефтепродуктов должна обеспечить четкое определение границ раздела чистых нефтепродуктов и смеси, количества образовавшейся смеси, способа размещения нефтепродуктов и смеси в соответствующих резервуарах потребителя.

На основании данных уровней взлива принимаемых нефтепродуктов по градуировочным таблицам резервуара и отвода, а также по контрольным замерам периодически уточняют положение нефтепродуктов в отводе. Для удобства контроля и наглядности продвижение нефтепродуктов в отводе оформляется в виде цветных графиков.

Все данные о времени подхода, плотности, концентрации, длине зоны смеси и ее объеме заносятся в специальный журнал.

5.30. Резервуары потребителя переключают на основании данных о времени прибытия смеси и допустимой концентрации одного нефтепродукта в другом.

Для правильного переключения необходимо знать также объем резервуара, в который принимается нефтепродукт из отвода и его количество в резервуаре.

Технологические смеси нефтепродуктов (тяжелая и легкая) принимаются в отдельные резервуары или в резервуары с товарными нефтепродуктами с последующим их исправлением.

При этом технологические смеси в резервуары потребителя из отвода принимают в следующем порядке: легкую смесь (тяжелый автобензин) как автобензин, тяжелую смесь (легкое дизтопливо) как дизтопливо.

5.31. Последовательная перекачка нефтепродуктов по отводам осуществляется по циклам в зависимости от объема перекачиваемых партий нефтепродуктов по МНПП. При последовательной перекачке автобензина и дизельного топлива по МНПП открытие задвижки на нулевом километре отвода производится только после прохождения зоны смеси. На период прохождения зоны смеси по МНПП задвижка на нулевом километре отвода должна быть закрыта.

5.32. Оператор по сдаче, оператор ЛПДС дважды в сутки передают диспетчеру РУМНПП статическое давление в отводе по манометру, установленному после рабочей задвижки на 0 км отвода и по манометру, установленному перед концевыми задвижками отвода. В случае падения давления организуется контрольный объезд трассы, проверка герметичности запорной арматуры. При необходимости, совместно с работниками предприятия потребителя, производится инвентаризация нефтепродуктов на предприятии потребителя.

По результатам проверок выясняются причины падения давления на отводе и принимаются соответствующие меры.

5.33. При наличии коммерческих узлов учета ежедневно проверяются показания счетчиков и сверяются с записями в журнале регистрации показаний счетчика узла учета. При отклонении показаний совместно проводится анализ и принимаются меры.

5.34. При невыполнении пунктов: 1.9; 4.16; 5.4; 5.11; 5.20; 6.8. настоящих правил, сдача нефтепродуктов по отводам не осуществляется.

6. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ И ПРОВЕРКА СОСТОЯНИЯ УЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ, СДАВАЕМЫХ ПО ОТВОДАМ

6.1. Проверка состояния учета нефтепродуктов ,сдаваемых потребителю, организуется работниками ЛПДС, диспетчерскими и товарно-транспортными службами организаций МНПП.

6.2. Проверка включает:

- ежедневный контроль правильности оформления приемо-сдаточного акта (определение объемов по градуировочным таблицам резервуаров потребителя , определение плотности и температуры нефтепродуктов, сверка плотности сданного потребителю нефтепродукта с плотностью партии нефтепродукта , закачанного в МНПП, определение массы нефтепродуктов);
- организация комиссионных проверок не реже одного раза в квартал;
- организация внезапных проверок в зависимости от состояния дел по учету и сохранности нефтепродуктов при сдаче их потребителю.

6.3. Проверку состояния учета нефтепродуктов, сдаваемых потребителю, работники ЛПДС проводят совместно с работниками потребителя. Комиссию от ЛПДС возглавляет один из руководителей.

От потребителя в комиссию входят: руководитель (директор), бухгалтер и старший оператор.

6.4. По прибытии на место проверки комиссия по согласованию с руководством потребителя временно прекращает отпуск нефтепродуктов. Закрываются расходные задвижки резервуаров. Бухгалтерия потребителя выдает заверенную печатью справку о книжных остатках нефтепродуктов на день проверки. После этого совместно с работниками потребителя производится инвентаризация со снятием натуральных остатков по резервуарам и технологическим трубопроводам потребителя.

При инвентаризации проверяются фактические высотные трафареты и наличие подтоварной воды и льда. По результатам замеров составляется акт снятия натуральных остатков

(инвентаризационная опись) нефтепродуктов в резервуарах и технологических трубопроводах потребителя.

6.5. После определения фактических остатков (по резервуарам и технологическим трубопроводам) составляется товарный баланс по нефтепродуктам потребителя со дня последней инвентаризации на 1-е число (или на конец предыдущего месяца), для чего комиссия знакомится с актом инвентаризации.

В оформлении актов инвентаризации обязан принять участие оператор по сдаче/

6.6. Выявленные в результате инвентаризации и составления товарного баланса излишки свыше погрешности измерения, отнесенной к инвентаризуемому количеству нефтепродуктов, оприходуются на баланс ЛПДС. Выписывается приемо-сдаточный акт с указанием нефтепродукта с записью "Излишки, выявленные при комиссионной проверке от_____числа _____ месяца _____ года.

Приемо-сдаточный акт регистрируется в журнале регистрации с присвоением очередного номера и высылается в организацию МНПП для взаиморасчетов в установленном порядке.

В случае недостачи - учесть погрешность измерения, отнесенную к инвентаризуемому количеству нефтепродуктов и потери от естественной убыли.

6.7. Комиссия по проверке состояния учета нефтепродуктов обязана проверить и, в конечном итоге, обеспечить правильность учета и сохранность нефтепродуктов, сдаваемых потребителю, рассмотреть вопросы недопущения хищения, пересортицы и других нарушений учета количества и качества.

6.8. Комиссия должна проверить:

- состояние рабочего места оператора по сдаче нефтепродуктов, наличие необходимых документов , материалов и т.д. согласно п. 5.6. настоящих Правил;
- практическим путем навыки операторов по замеру уровня в резервуарах, по отбору проб, навешиванию пломб, устройству запоров;
- техническое состояние и работоспособность резервуаров потребителя, измерительных и контрольных приборов типа УДУ, ПСР ;герметичность сифонных кранов, наличие на них и ПСР устройств, обеспечивающих сохранность нефтепродуктов и исключающих хищение; герметичность запорной арматуры резервуаров ,технологических трубопроводов и концевых задвижек отводов, наличия актов проверки герметичности запорной арматуры.

6.9. По результатам проверки состояния учета нефтепродуктов, сдаваемых потребителю, составляется акт. Акт должен отразить состояние дел по учету в соответствии с вышесказанными положениями настоящих Правил. По возможности акт должен быть кратким и исчерпывающим, отражающим снятие натуральных остатков на день проверки; проверку герметичности запорной арматуры резервуаров, технологических линий и концевых задвижек отводов потребителя; товарный баланс по нефтепродуктам.

В акте отразить результаты: выявленные излишки или недостачу нефтепродуктов.

Акт составляется в 4-х экземплярах: три для организаций МНПП и один для потребителя.

В акте должно быть указано: место, число, месяц и год составления акта, состав комиссии (должности, Ф.И.О. работников ЛПДС и потребителя), наименование потребителя, за какой период произведена проверка.

Акт подписывается членами комиссии.

6.10. О результатах проверки состояния учета, выявленных недостатках и принятых мерах при обнаружении излишков или недостач нефтепродуктов , а также недостатков по технической части (отсутствие герметичности запорной арматуры , неисправность оборудования резервуаров , приборов замера и контроля ,освещенность объектов и т.д.) комиссия письменно сообщает руководству организации МНПП и вышестоящей организации потребителя.

Приложение 4

Ж У Р Н А Л
регистрации открытия и закрытия задвижек
на приемо-сдаточном пункте

_____
ПОН
и их опломбирования на _____г.

№ п/п	Дата и время	Наименование операции	Номера задвижек	Подписи представителей	
				Исполнитель	Грузополучатель (Заказчик)
1	2	3	4	5	6

Приложение 5

Ж У Р Н А Л
регистрации состояния задвижек конечного узла отвода на

_____
наименование ПОН, приемо-сдаточного пункта

и сдачи узла под охрану на _____ г.

№№ п/п	Дата и время	Номер закрытых задвижек	Номера опломбированных задвижек	Опломбировал и сдал под охрану		Принял узел под охрану	
				Фамилия, имя, отчество	Подпись	Фамилия, имя, отчество	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение 6

А К Т №

приема (сдачи) нефтепродуктов от нефтеперерабатывающего завода на нефтепродуктопроводный транспорт

"____"_____г.

Составлен в том, что представитель_____
наименование организации

_____сдал,
(Заказчика) Фамилия, имя, отчество

а представитель _____
наименование организации магистральных нефтепродуктопроводов

_____принял
фамилия, имя, отчество

_____в резервуарах_____
наименование продукта наименование НПЗ или ГПС

в количестве:

№ резер-вуара	Уровень, мм		Объем, $м^3$			Плотность	Темпе-ратура,	Масса,
	Общий	подтоварной воды	Общий	подтоварной воды	нефтепродукта	кг/$м^3$	°С	кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
до перекачки (первоначальные данные)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
после перекачки (окончательные данные)								

Всего принято (сдано)_____
объем и масса прописью

Маршрут и № МТ *) _____

Ресурсы (Заказчик , № договора) _____

НПЗ- производитель, № паспорта качества_____

Сдал_____ Принял_____
подпись подпись
М.П. М.П.

*) заполняется при поставке на экспорт

Приложение 7 *

А К Т №

приема (сдачи) нефтепродуктов между структурными подразделениями в системе АК "Транснефтепродукт"

"____" _____г.

Составлен в том, что представитель_____
наименование подразделения
_____сдал,
фамилия, имя, отчество
а представитель _____
наименование подразделения
_____принял
фамилия, имя, отчество
_____в резервуарах_____
наименование продукта наименование НС или ЛПДС

в количестве:

№ резервуара	Уровень, мм		Объем, м³			Плотность кг/м³	Температура, °С	Масса, кг
	Общий	подтоварной воды	Общий	подтоварной воды	нефтепродукта			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
до перекачки (первоначальные данные)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
после перекачки (окончательные данные)								

Всего принято (сдано)_____
объем (масса) м³ (кг) прописью

Маршрут и № МТ _____

Номер ГТД _____

Ресурсы (Заказчик , № договора) _____

НПЗ- производитель, № паспорта качества_____

Сдал_____ Принял_____
подпись подпись

М.П. М.П.

*) заполняется при поставке на экспорт

Приложение 8

А К Т №

приема (сдачи) нефтепродуктов по трубопроводу

"____" _____ г.

Составлен в том, что представитель _____
наименование организации Исполнителя

_____ сдал,
(фамилия, имя, отчество)

а представитель _____
наименование организации получателя (Заказчика)

_____ принял
фамилия, имя, отчество

_____ в резервуарах _____
наименование продукта наименование организации

в количестве:

№ резервуара	Уровень, мм		Объем, $м^3$			Плотность $кг/м^3$	Температура, °С	Масса, кг
	Общий	подтоварной воды	Общий	подтоварной воды	нефтепродукта			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
до перекачки (первоначальные данные)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
после перекачки (окончательные данные)								

Всего принято (сдано) _____
объем (масса) $м^3$ (кг) прописью

Номер ГТД* _____

Ресурсы (Заказчик , № договора) _____

НПЗ-производитель , № паспорта качества _____

Сдал _____ Принял _____
подпись подпись

М.П. М.П.

*) заполняется при поставке на экспорт

Приложение 9

СВОДНЫЙ АКТ

при отгрузке нефтепродуктов на экспорт

"_____" _____ 19_____ г. N_____ г._____

В_____ 19_____ г. _____
наименование НП

_____

ГТД №_____ сдано и отгружено:

Наименование нефтепродукта_____

ГОСТ (ТУ)_____ № паспорта качества_____

Заказчик по договору № договора_____

НПЗ-производитель_____

Количество, тонн_____

Всего _____

в том числе_____

Отгрузка с НП_____

Сдача трубопроводом_____

Представитель структурного подразделения АО	Получатель груза или Заказчик по договору
М.П.	М.П.

Приложение 10

РЕЕСТР
железнодорожных накладных
при отгрузке нефтепродуктов с наливного пункта

_____
наименование

для _____
наименование заказчика, № договора

за _____месяц _____года

№№ п/п	№ ГТД	НПЗ-производит.	Номер В/цистерны	Вес В/цистерны кг	Наименование экспедитора
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					
6					
Всего					

Представитель структурного
подразделения АО ..... _____
подпись

"_____"_____19_____г.

М.П.

Приложение 11

Ж У Р Н А Л
регистрации актов приема-сдачи нефтепродуктов по
приемо-сдаточному пункту _____
наименование

за _____г.

№№ п/п	Дата	Номер акта приема-сдачи	Номер резервуара	Масса принятого (сданного) нефтепродукта, кг	Роспись в получении акта приема--сдачи
1	2	3	4	5	6

Приложение 12

ЖУРНАЛ
регистрации проб нефтепродуктов

№№ п/п	Наименование нефтепродукта	Дата отбора пробы	Количество отобранной пробы	Откуда отобрана проба	Номер резервуара, в котором слит нефтепродукт	Объем анализа (приемо-сдаточный, контрольный) полный	Дата окончания анализа	Дата окончания срока хранения пробы	Отметка об отправке контрольной пробы (абитражной) или об уничтожении пробы	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Приложение 13

ТИПОВАЯ МЕЖДУВЕДОМСТВЕННАЯ ФОРМА № М-2а

Доверенность действительна по "_____"_____19____г.

_____
наименование потребителя и его адрес

_____
наименование плательщика и его адрес

Счет N _____в_____
наименование банка

ДОВЕРЕННОСТЬ N _____

Выдана _____
должность, фамилия, имя, отчество

Паспорт серия _____N_____ выдан "_____"_____19___г.

_____милиции гор._____

На получение от _____
наименование организации поставщика

товарно-материальных ценностей по _____
номер и дата договора

_____
(контракта) и т.п.

Обратная сторона

Перечень товарно-материальных ценностей, подлежащих получению
Подпись лица, получившего доверенность_____удостоверяем

№ п/п	Товарно-материальные ценности	Единица измерения	Количество прописью
1	2	3	4

М.П. Руководитель организации подпись
Главный бухгалтер подпись

Приложение 14

ЖУРНАЛ УЧЕТА ВЫДАЧИ ПАСПОРТОВ КАЧЕСТВА

Порядковый номер паспорта	Номер пробы по лабораторному журналу	Наименование нефтепродукта	Номер резервуара	Дата выдачи паспорта	Получатель (организация)	Роспись получателя	Номер товарно-транспортной накладной	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Приложение 15

ФОРМА ГРАДУИРОВОЧНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА НА УРОВНЕ СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ АО [x)]

Номер отдельного участка нефтепродуктопровода	Наименование и назначение участка нефтепродуктопровода	Границы участка (в соответствии с номерами задвижек по схеме)	Длина, м		Вместимость, $м^3$	
			Отдельный участок	Нефтепровод в целом	Отдельный участок	Нефтепровод в целом
1	2	3	4	5	6	7

[x)] Заполняется в соответствии с РД 112 РСФСР-036-91

Приложение 16

ФОРМА ГРАДУИРОВОЧНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА НА УРОВНЕ АО МНПП *)

Номер нефтепродуктопровода (от головной станции)	Наименование нефтепродуктопровода (подразделений)	Границы нефтепродуктопровода (по номерам задвижек)	Длина, м		Вместимость, $м^3$	
			Нефтепродуктопровод (подразделений)	Магистральный нефтепродуктопровод АО МНПП	Нефтепродуктопровод (подразделений)	Магистральный нефтепродуктопровод АО МНПП
1	2	3	4	5	6	7

*) Заполняется в соответствии с РД 112 РСФСР-036-91

Приложение 17

З Н А Ч Е Н И Я

поправочного коэффициента K_t на вместимость трубопровода в зависимости от средней температуры

t, ^{0}C	K_t	t, ^{0}C	K_t
- 10	0,99899	15	0,99983
- 9	0,99903	16	0,99987
- 8	0,99906	17	0,99990
- 7	0,99909	18	0,99993
- 6	0,99913	19	0,99997
- 5	0,99916	20	1,00003
- 4	0,99919	21	1,00007
- 3	0,99923	22	1,00010
- 2	0,99926	23	1,00013
- 1	0,99929	24	1,00017
0	0,99933	25	1,00020
1	0,99936	26	1,00024
2	0,99940	27	1,00027
3	0,99943	28	1,00030
4	0,99946	30	1,00034
5	0,99950	31	1,00037
6	0,99953	32	1,00040
7	0,99956	33	1,00044
8	0,99960	34	1,00047
9	0,99963	35	1,00050
10	0,99966	36	1,00054
11	0,99970	37	1,00057
12	0,99973	38	1,00060
13	0,99976	39	1,00064
14	0,99980	40	1,00067

Приложение 18

З Н А Ч Е Н И Я

поправочных коэффициентов K_1 на вместимость трубопровода в зависимости от среднего давления на участке и размеров трубопровода

D xδ, мм	D, мм	$D_в/\delta \cdot E$	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа		
			1,0	1,1	1,2
100x 4	100	0,000119	1,000119	1,000131	1,000143
100x 5	98	0,000093	1,000093	1,000102	1,000112
100x 6	96	0,000076	1,000076	1,000084	1,000091
150x 5	149	0,000142	1,000142	1,000156	1,000170
150x 6	147	0,000117	1,000117	1,000129	1,000140
150x 7	145	0,000099	1,000099	1,000109	1,000119
150x 8	143	0,000035	1,000035	1,000094	1,000102
200x 6	207	0,000164	1,000164	1,000180	1,000197
200x 7	205	0,000139	1,000139	1,000153	1,000167
200x 8	203	0,000121	1,000121	1,000133	1,000145
200x 9	201	0,000106	1,000106	1,000117	1,000127
250x 6	261	0,000207	1,000207	1,000228	1,000248
250x 8	257	0,000153	1,000153	1,000168	1,000184
250x10	253	0,000120	1,000120	1,000132	1,000144
300x 6	313	0,000248	1,000248	1,000273	1,000298
300x 8	309	0,000184	1,000184	1,000202	1,000221
300x10	305	0,000145	1,000145	1,000160	1,000174
350x 7	363	0,000247	1,000247	1,000272	1,000296
350x 9	359	0,000190	1,000190	1,000209	1,000228
350x11	355	0,000154	1,000154	1,000169	1,000185
400x 7	412	0,000280	1,000280	1,000303	1,000336
400x 9	408	0,000216	1,000216	1,000238	1,000259
400x11	404	0,000175	1,000175	1,000193	1,000210
450x 7	464	0,000316	1,000316	1,000348	1,000379
450x 9	460	0,000243	1,000243	1,000267	1,000292
450x11	456	0,000197	1,000197	1,000217	1,000236
500x 7	515	0,000350	1,000350	1,000385	1,000420
500x 8	513	0,000305	1,000305	1,000336	1,000366
500x10	509	0,000242	1,000242	1,000266	1,000290
500x12	505	0,000200	1,000200	1,000220	1,000240
600x 8	614	0,000365	1,000365	1,000402	1,000438
600x10	610	0,000290	1,000290	1,000319	1,000348
600x12	606	0,000240	1,000240	1,000264	1,000288
700x 8	704	0,000419	1,000419	1,000461	1,000503
700x10	700	0,000333	1,000333	1,000366	1,000400
700x12	696	0,000276	1,000276	1,000304	1,000331

Продолжение прил.18

D xδ, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	1,3	1,4	1,5	1,6
100 x4	1,000155	1,000167	1,000179	1,000190
100x 5	1,000121	1,000130	1,000140	1,000149
100x 6	1,000099	1,000106	1,000114	1,000122
150x 5	1,000185	1,000199	1,000214	1,000227
150x 6	1,000152	1,000164	1,000176	1,000187
150x 7	1,000129	1,000138	1,000149	1,000158
150x 8	1,000111	1,000118	1,000128	1,000136
200x 6	1,000213	1,000230	1,000246	1,000262
200x 7	1,000181	1,000195	1,000209	1,000222
200x 8	1,000157	1,000169	1,000182	1,000194
200x 9	1,000133	1,000148	1,000159	1,000170
250x 6	1,000269	1,000290	1,000310	1,000331
250x 8	1,000199	1,000214	1,000230	1,000245
250x10	1,000156	1,000134	1,000180	1,000192
300x 6	1,000322	1,000347	1,000372	1,000397
300x 8	1,000239	1,000258	1,000276	1,000294
300x10	1,000189	1,000203	1,000218	1,000232
350x 7	1,000321	1,000346	1,000370	1,000395
350x 9	1,000247	1,000266	1,000285	1,000304
350x11	1,000200	1,000216	1,000231	1,000246
400x 7	1,000364	1,000392	1,000420	1,000448
400x 9	1,000281	1,000302	1,000324	1,000346
400x11	1,000228	1,000245	1,000263	1,000280
450x 7	1,000411	1,000442	1,000474	1,000506
450x 9	1,000316	1,000340	1,000365	1,000389
450x11	1,000256	1,000276	1,000296	1,000315
500x 7	1,000455	1,000490	1,000525	1,000560
500x 8	1,000397	1,000427	1,000458	1,000488
500x10	1,000315	1,000339	1,000363	1,000387
500x12	1,000260	1,000280	1,000300	1,000320
600x 8	1,000475	1,000511	1,000543	1,000584
600x10	1,000377	1,000406	1,000435	1,000464
600x12	1,000312	1,000336	1,000360	1,000384
700x 8	1,000545	1,000587	1,000629	1,000670
700x10	1,000433	1,000466	1,000500	1,000533
700x12	1,000359	1,000386	1,000414	1,000442

Продолжение прил.18

D xδ, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	1,7	1,8	1,9	2,0
100 x4	1,000202	1,000214	1,000226	1,000238
100x 5	1,000158	1,000167	1,000176	1,000186
100x 6	1,000129	1,000137	1,000144	1,000152
150x 5	1,000241	1,000256	1,000270	1,000284
150x 6	1,000199	1,000211	1,000222	1,000234
150x 7	1,000168	1,000178	1,000188	1,000198
150x 8	1,000145	1,000153	1,000162	1,000170
200x 6	1,000279	1,000295	1,000312	1,000328
200x 7	1,000236	1,000250	1,000264	1,000278
200x 8	1,000206	1,000218	1,000230	1,000242
200x 9	1,000180	1,000191	1,000201	1,000212
250x 6	1,000352	1,000373	1,000393	1,000414
250x 8	1,000260	1,000275	1,000291	1,000306
250x10	1,000204	1,000216	1,000228	1,000240
300x 6	1,000422	1,000446	1,000471	1,000496
300x 8	1,000313	1,000332	1,000350	1,000368
300x10	1,000247	1,000261	1,000276	1,000290
350x 7	1,000420	1,000445	1,000469	1,000494
350x 9	1,000323	1,000342	1,000361	1,000380
350x11	1,000262	1,000277	1,000293	1,000303
400x 7	1,000476	1,000504	1,000532	1,000560
400x 9	1,000367	1,000389	1,000410	1,000432
400x11	1,000298	1,000315	1,000333	1,000350
450x 7	1,000537	1,000569	1,000600	1,000632
450x 9	1,000413	1,000437	1,000462	1,000486
450x11	1,000335	1,000355	1,000344	1,000394
500x 7	1,000595	1,000630	1,000665	1,000700
500x 8	1,000519	1,000549	1,000530	1,000610
500x10	1,000411	1,000436	1,000460	1,000484
500x12	1,000340	1,000360	1,000380	1,000400
600x 8	1,000621	1,000657	1,000694	1,000730
600x10	1,000493	1,000522	1,000551	1,000580
600x12	1,000408	1,000432	1,000456	1,000480
700x 8	1,000712	1,000754	1,000796	1,000838
700x10	1,000566	1,000599	1,000633	1,000666
700x12	1,000469	1,000497	1,000524	1,000552

Продолжение прил. 18

D xδ, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	2,1	2,2	2,3	2,4
100 x 4	1,000250	1,000262	1,000274	1,000285
100x 5	1,000195	1,000205	1,000214	1,000223
100x 6	1,000160	1,000167	1,000175	1,000182
150x 5	1,000293	1,000312	1,000327	1,000341
150x 6	1,000246	1,000257	1,000269	1,000281
150x 7	1,000208	1,000218	1,000228	1,000238
150x 8	1,000179	1,000187	1,000196	1,000204
200x 6	1,000344	1,000361	1,000377	1,000394
200x 7	1,000292	1,000306	1,000320	1,000334
200x 8	1,000254	1,000266	1,000278	1,000290
200x 9	1,000223	1,000233	1,000244	1,000254
250x 6	1,000435	1,000455	1,000476	1,000494
250x 8	1,000321	1,000337	1,000352	1,000367
250x10	1,000252	1,000264	1,000276	1,000288
300x 6	1,000521	1,000546	1,000570	1,000595
300x 8	1,000386	1,000405	1,000423	1,000442
300x10	1,000305	1,000319	1,000334	1,000348
350x 7	1,000519	1,000543	1,000568	1,000592
350x 9	1,000393	1,000413	1,000437	1,000456
350x11	1,000323	1,000339	1,000354	1,000370
400x 7	1,000588	1,000616	1,000644	1,000674
400x 9	1,000454	1,000475	1,000497	1,000518
400x11	1,000368	1,000335	1,000403	1,000420
450x 7	1,000664	1,000695	1,000727	1,000758
450x 9	1,000510	1,000535	1,000559	1,000583
450x11	1,000414	1,000433	1,000453	1,000473
500x 7	1,000735	1,000770	1,000805	1,000840
500x 8	1,000641	1,000671	1,000702	1,000732
500x10	1,000508	1,000532	1,000557	1,000581
500x12	1,000420	1,000440	1,000460	1,000480
600x 8	1,000767	1,000803	1,000840	1,000876
600x10	1,000609	1,000638	1,000667	1,000696
600x12	1,000504	1,000528	1,000552	1,000576
700x 8	1,000880	1,000922	1,000964	1,001006
700x10	1,000699	1,000733	1,000765	1,000799
700x12	1,000580	1,000607	1,000635	1,000662

Продолжение прил.18

D xδ, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	2,5	2,6	2,7	2,8
100 x 4	1,000298	1,000309	1,000321	1,000333
100x 5	1,000233	1,000242	1,000251	1,000260
100x 6	1,000190	1,000198	1,000205	1,000213
150x 5	1,000355	1,000369	1,000383	1,000398
150x 6	1,000293	1,000304	1,000316	1,000328
150x 7	1,000248	1,000257	1,000267	1,000277
150x 8	1,000213	1,000221	1,000230	1,000233
200x 6	1,000410	1,000426	1,000443	1,000459
200x 7	1,000348	1,000361	1,000375	1,000389
200x 8	1,000303	1,000315	1,000327	1,000339
200x 9	1,000265	1,000276	1,000286	1,000297
250x 6	1,000518	1,000538	1,000559	1,000580
250x 8	1,000383	1,000398	1,000413	1,000428
250x10	1,000300	1,000312	1,000324	1,000336
300x 6	1,000620	1,000645	1,000670	1,000694
300x 8	1,000460	1,000478	1,000497	1,000515
300x10	1,000363	1,000377	1,000392	1,000406
350x 7	1,000618	1,000642	1,000667	1,000692
350x 9	1,000475	1,000494	1,000513	1,000532
350x11	1,000385	1,000400	1,000416	1,000431
400x 7	1,000700	1,000728	1,000756	1,000784
400x 9	1,000540	1,000562	1,000583	1,000605
400x11	1,000438	1,000455	1,000473	1,000490
450x 7	1,000790	1,000822	1,000853	1,000885
450x 9	1,000608	1,000632	1,000656	1,000680
450x11	1,000493	1,000512	1,000532	1,000552
500x 7	1,000875	1,000910	1,000945	1,000980
500x 8	1,000763	1,000793	1,000824	1,000854
500x10	1,000605	1,000629	1,000653	1,000678
500x12	1,000500	1,000520	1,000540	1,000560
600x 8	1,000913	1,000949	1,000986	1,001022
600x10	1,000725	1,000754	1,000783	1,000812
600x12	1,000600	1,000624	1,000648	1,000672
700x 8	1,001048	1,001089	1,001131	1,001173
700x10	1,000833	1,000866	1,000899	1,000932
700x12	1,000690	1,000718	1,000745	1,000773

Продолжение прил.18

D xδ, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	2,9	3,0	3,1	3,2
100 x 4	1,000345	1,000357	1,000389	1,000381
100x 5	1,000270	1,000279	1,000283	1,000293
100x 6	1,000220	1,000228	1,000236	1,000243
150x 5	1,000412	1,000426	1,000440	1,000454
150x 6	1,000339	1,000351	1,000363	1,000374
150x 7	1,000287	1,000297	1,000307	1,000317
150x 8	1,000247	1,000255	1,000264	1,000272
200x 6	1,000476	1,000492	1,000508	1,000525
200x 7	1,000403	1,000417	1,000431	1,000445
200x 8	1,000351	1,000363	1,000375	1,000387
200x 9	1,000307	1,000318	1,000329	1,000339
250x 6	1,000600	1,000621	1,000642	1,000662
250x 8	1,000444	1,000459	1,000474	1,000490
250x10	1,000348	1,000360	1,000372	1,000384
300x 6	1,000719	1,000744	1,000769	1,000794
300x 8	1,000534	1,000552	1,000570	1,000589
300x10	1,000421	1,000435	1,000450	1,000464
350x 7	1,000716	1,000741	1,000766	1,000790
350x 9	1,000551	1,000570	1,000589	1,000608
350x11	1,000447	1,000462	1,000477	1,000493
400x 7	1,000812	1,000840	1,000868	1,000896
400x 9	1,000626	1,000648	1,000670	1,000691
400x11	1,000508	1,000525	1,000543	1,000550
450x 7	1,000916	1,000948	1,000980	1,001011
450x 9	1,000705	1,000729	1,000753	1,000778
450x11	1,000571	1,000591	1,000611	1,000630
500x 7	1,001015	1,001050	1,001085	1,001120
500x 8	1,000885	1,000915	1,000946	1,000976
500x10	1,000702	1,000726	1,000750	1,000774
500x12	1,000580	1,000600	1,000620	1,000640
600x 8	1,001059	1,001095	1,001132	1,001168
600x10	1,000841	1,000870	1,000899	1,000928
600x12	1,000696	1,000720	1,000744	1,000768
700x 8	1,001215	1,001257	1,001299	1,001341
700x10	1,000966	1,000999	1,001032	1,001066
700x12	1,000800	1,000828	1,000856	1,000883

Продолжение прил.18

D xδ, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	3,3	3,4	3,5	3,6
100 x 4	1,000393	1,000405	1,000417	1,000428
100x 5	1,000307	1,000316	1,000326	1,000335
100x 6	1,000251	1,000258	1,000266	1,000274
150x 5	1,000469	1,000483	1,000497	1,000511
150x 6	1,000386	1,000398	1,000410	1,000421
150x 7	1,000327	1,000337	1,000347	1,000356
150x 8	1,000281	1,000289	1,000298	1,000306
200x 6	1,000541	1,000558	1,000574	1,000590
200x 7	1,000459	1,000473	1,000487	1,000500
200x 8	1,000399	1,000411	1,000424	1,000436
200x 9	1,000350	1,000360	1,000371	1,000382
250x 6	1,000683	1,000704	1,000725	1,000745
250x 8	1,000505	1,000520	1,000536	1,000551
250x10	1,000396	1,000408	1,000420	1,000432
300x 6	1,000818	1,000843	1,000868	1,000893
300x 8	1,000607	1,000626	1,000644	1,000662
300x10	1,000479	1,000493	1,000508	1,000522
350x 7	1,000815	1,000840	1,000865	1,000889
350x 9	1,000627	1,000646	1,000665	1,000684
350x11	1,000508	1,000524	1,000539	1,000554
400x 7	1,000924	1,000952	1,000980	1,001008
400x 9	1,000713	1,000734	1,000756	1,000778
400x11	1,000578	1,000595	1,000613	1,000630
450x 7	1,001043	1,001074	1,001106	1,001138
450x 9	1,000802	1,000825	1,000851	1,000875
450x11	1,000650	1,000670	1,000690	1,000709
500x 7	1,001155	1,001190	1,001225	1,001260
500x 8	1,001007	1,001037	1,001068	1,001098
500x10	1,000799	1,000823	1,000847	1,000871
500x12	1,000660	1,000680	1,000700	1,000720
600x 8	1,001205	1,001241	1,001278	1,001314
600x10	1,000957	1,000986	1,001015	1,001044
600x12	1,000792	1,000816	1,000840	1,000864
700x 8	1,001383	1,001425	1,001457	1,001508
700x10	1,001099	1,001132	1,001166	1,001199
700x12	1,000911	1,000938	1,000966	1,000994

Продолжение прил.18

D xδ, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	3,7	3,8	3,9	4,0
100 x 4	1,000440	1,000452	1,000464	1,000476
100x 5	1,000344	1,000353	1,000363	1,000372
100x 6	1,000281	1,000289	1,000296	1,000304
150x 5	1,000525	1,000540	1,000554	1,000568
150x 6	1,000433	1,000445	1,000456	1,000468
150x 7	1,000366	1,000376	1,000386	1,000390
150x 8	1,000315	1,000323	1,000332	1,000340
200x 6	1,000607	1,000523	1,000640	1,000656
200x 7	1,000514	1,000528	1,000542	1,000556
200x 8	1,000448	1,000460	1,000472	1,000484
200x 9	1,000392	1,000403	1,000413	1,000424
250x 6	1,000766	1,000787	1,000807	1,000828
250x 8	1,000566	1,000581	1,000597	1,000612
250x10	1,000444	1,000456	1,000468	1,000480
300x 6	1,000918	1,000942	1,000967	1,000992
300x 8	1,000681	1,000699	1,000718	1,000736
300x10	1,000537	1,000551	1,000566	1,000580
350x 7	1,000914	1,000939	1,000963	1,000988
350x 9	1,0007-03	1,000722	1,000741	1,000760
350x11	1,000570	1,000585	1,000601	1,000616
400x 7	1,001036	1,001064	1,001092	1,001120
400x 9	1,000799	1,000821	1,000842	1,000864
400x11	1,000648	1,000665	1,000683	1,000700
450x 7	1,001169	1,001201	1,001232	1,001264
450x 9	1,000899	1,000923	1,000948	1,000972
450x11	1,000729	1,000749	1,000768	1,000788
500x 7	1,001295	1,001330	1,001365	1,001400
500x 8	1,001129	1,001159	1,001190	1,001220
500x10	1,000895	1,000920	1,000944	1,000968
500x12	1,000740	1,000760	1,000780	1,000800
600x 8	1,001351	1,001387	1,001424	1,001460
600x10	1,001073	1,001102	1,001131	1,001160
600x12	1,000888	1,000912	1,000936	1,000960
700x 8	1,001550	1,001592	1,001634	1,001676
700x10	1,001232	1,001265	1,001299	1,001332
700x12	1,001021	1,001049	1,001076	1,001104

Приложение 19

ЗНАЧЕНИЯ

поправочных коэффициентов K_2 в зависимости от величины коэффициента сжимаемости нефтепродукта и среднего давления в трубопроводе

Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа	Наименование нефтепровода			
	Бензин	Керосин	Дизельное топливо	Нефть
	Коэффициент сжимаемости γ, $МПа^{-1}$			
	$1{,}0 \cdot 10^{-3}$	$0{,}7 \cdot 10^{-3}$	$0{,}65 \cdot 10^{-3}$	$0{,}9 \cdot 10^{-3}$
1	2	3	4	5
1,0	1,001000	1,000700	1,000650	1,000000
1,1	1,001100	1,000770	1,000715	1,000099
1,2	1,001200	1,000840	1,000780	1,000108
1,3	1,001300	1,000910	1,000845	1,000117
1,4	1,001400	1,000930	1,000910	1,000126
1,5	1,001500	1,001050	1,000975	1,000135
1,6	1,001600	1,001120	1,001040	1,000144
1,7	1,001700	1,001190	1,001105	1,000153
1,8	1,001800	1,001260	1,001170	1,000162
1,9	1,001900	1,001330	1,001235	1,000171
2,0	1,002000	1,001400	1,001300	1,000180
2,1	1,002100	1,001470	1,001365	1,000189
2,2	1,002200	1,001540	1,001430	1,000198
2,3	1,002300	1,001610	1,001495	1,000207
2,4	1,002400	1,001680	1,001560	1,000216
2,5	1,002500	1,001750	1,001625	1,000225
2,6	1,002600	1,001820	1,001690	1,000234
2,7	1,002700	1,001890	1,001755	1,000243
2,8	1,002800	1,001960	1,001820	1,000252
2,9	1,002900	1,002030	1,001885	1,000261
3,0	1,003000	1,002100	1,001950	1,000270
3,1	1,003100	1,002170	1,002015	1,000279
3,2	1,003200	1,002240	1,002080	1,000288
3,3	1,003300	1,002310	1,002145	1,000297
3,4	1,003400	1,002380	1,002210	1,000306
3,5	1,003500	1,002450	1,002275	1,000315
3,6	1,003600	1,002520	1,002340	1,000324
3,7	1,003700	1,002590	1,002405	1,000333
3,8	1,003800	1,002660	1,002470	1,000342
3,9	1,003900	1,002730	1,002535	1,000351
4,0	1,004000	1,002800	1,002600	1,000360

Приложение 20

МЕТОДИКА
РАСЧЕТА ОБЪЕМА НЕФТЕПРОДУКТА, НАХОДЯЩЕГОСЯ В САМОТЕЧНОМ УЧАСТКЕ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА

1. Наличие самотечного участка и длина его определяется графически на профиле нефтепродуктопровода отдельно для каждого перегона от одной перекачивающей станции до следующей.

2. Для графической работы используют профиль перегона нефтепродуктопровода, имеющиеся гидравлические напоры в начале $H_н$ и конце $H_к$ перегона, известный гидравлический уклон i (потеря напора на трение, отнесенная к единице длины трубопровода).

3. На профиле перегона (рис.1) с уровня гидравлического напора в начале перегона $H_н$ проводят линию гидравлического уклона $i = tg\alpha$. Если эта линия касается одной из верхних точек π на профиле, то эта точка является перевальной, и за ней следует самотечный участок.

4. На профиле перегона с уровня гидравлического напора в конце перегона $H_к$ проводят линию гидравлического уклона i. Точка пересечения С этой линии с линией профиля означает конец самотечного участка. Расстояние от точки π до точки С принимается за длину самотечного участка l_c .

5. Если на перегоне нефтепродуктопровода имеется несколько высоких точек-пиков, то самотечных участков может быть несколько (рис. 2). В случае, когда линия гидравлического уклона, проведенная с начала перегона касается вершины первого пика - верхней точки π', а линия гидравлического уклона, проведенная с конца перегона, пересекает профиль второго пика в точке С″, имеются самотечные участки после каждого пика. В таком случае, линия гидравлического уклона i проводится касательно вершины второго пика в точке π'' до пересечения профиля первого пика в точке С'. Эта точка пересечения означает конец первого самотечного участка. А второй самотечный участок имеется после второго пика от точки π'' до точки С″.

Аналогичным образом находятся самотечные участки, когда их больше двух.

6. Определяют гидравлический уклон i_c на самотечных участках, как отношение разности h_c геодезических отметок начала и конца участка к длине l_c самотечного участка, т.е.

$$i_c = h_c / l_c .$$

7. Находят модуль расхода М ($дм^3$ /с) по формуле

$$M = Q / \sqrt{i_c}.$$

8. Степень заполнения K_3 по площади поперечного сечения трубопровода нефтепродуктом на самотечном участке находят по таблице П17. Для этого в столбце, соответствующем данному диаметру нефтепродуктопровода, находят строку с вычисленным значением модуля расхода М. В крайнем левом столбце таблицы находят соответствующее значение коэффициента K_3 .

9. Объем V нефтепродукта, находящегося на самотечном участке трубопровода, находят по формуле

$$V = K_3 \cdot F_O \cdot l_c ,$$

где F_O - площадь поперечного сечения нефтепродуктопровода, $м^2$;

$$F_O = \pi \cdot D^2 / 4$$

l_c - длина самотечного участка, м.

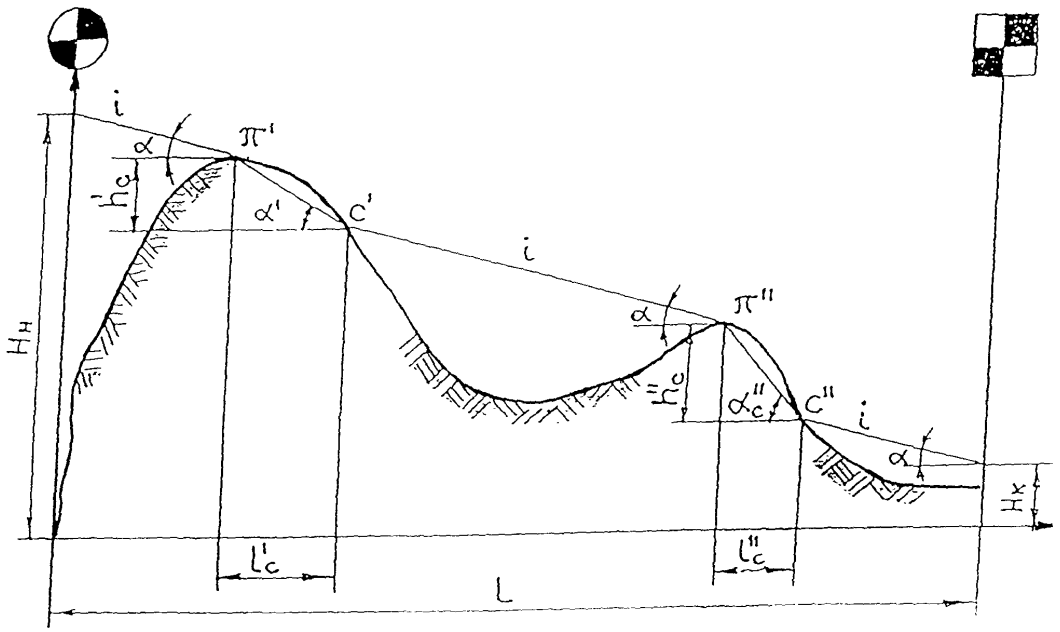

Рис.1
Профиль трассы нефтепродуктопровода с двумя самотечными участками

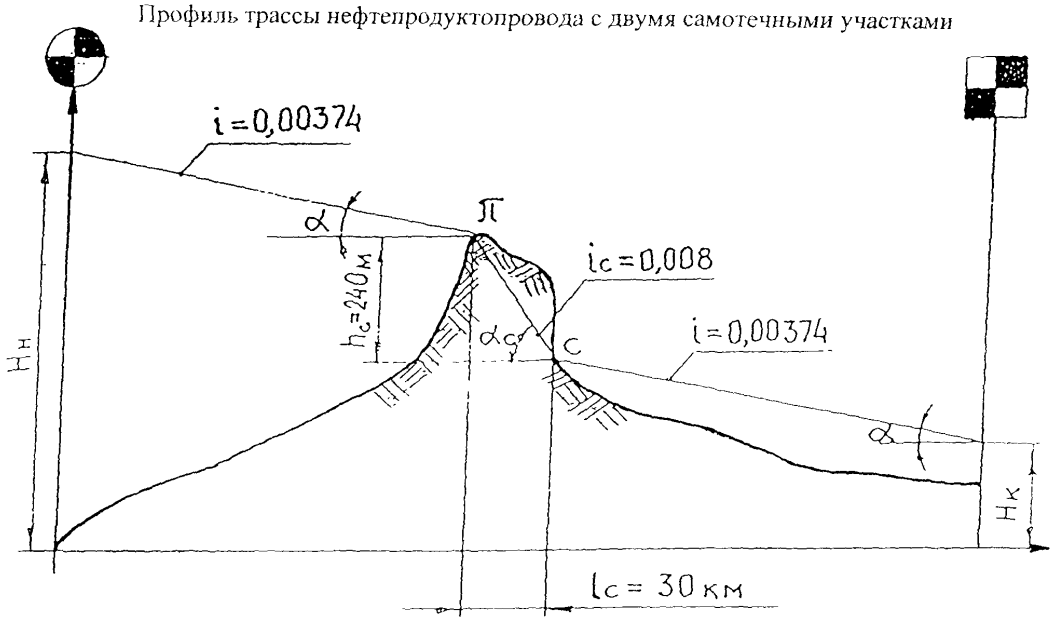

Рис. 2
Профиль трассы нефтепродуктопровода к примеру расчета объема нефтепродукта на самотечном участке

Пример.

Исходные данные: D = 0,5 м; расход Q = 1235 м^3/ч = 343 дм^3/с;
гидравлический уклон на напорном участке i = 0,00374.

Расчет: 1). На профиле трассы (рис.1) находим l_c = 30000 м, h_c = 240 м,

$$i_c = h_c / l_c = 0{,}008.$$

2). Находим модуль расхода

$$M = 343 / \sqrt{0{,}008} = 3835 \text{ дм}^3/\text{с}$$

3).Определяем по таблице степень заполнения $K_з$ по сечению трубопровода нефтепродуктом на самотечном участке (применяя интерполяцию на промежуточное значение M = 3835)

$$K_з = 0{,}892.$$

4). Объем нефтепродукта на самотечном участке вычисляют по формуле

$$V = K_з \cdot F_O \cdot l_c = 0{,}892 \cdot 0{,}785 \cdot (0{,}5)^2 \cdot 30000 = 5252 \text{ м}^3$$

Таблица П20

ЗНАЧЕНИЯ

степени заполнения трубопровода нефтепродуктом на самотечных участках в зависимости от диаметра трубопровода и модуля расхода

Степень заполнения, $K_з = F/F_o$	**Модуль расхода $M = Q / \sqrt{i_c}$, дм^3/с**					
	Диаметр трубопровода, D, м					
	0,2	**0,25**	**0,30**	**0,35**	**0,40**	**0,50**
0,018	1,6	2,8	4,6	7,0	10,0	18,1
0,052	6,8	12,4	29,2	30,5	43,5	78,8
0,094	15,9	28,9	47,0	70,9	101,2	183,5
0,142	28,7	52,1	84,7	127,7	182,4	330,7
0,195	44.9	81,5	132,5	199,8	285,3	517,3
0,252	64,3	116,5	189,4	285,7	407,9	739,7
0,312	86,2	156,4	254,3	383,5	547,6	992,8
0,374	110,5	200,4	325,8	491,5	701,7	1272,0
0,436	136,6	247,7	402,8	607,6	867,4	1573,0
0,500	164,0	297,3	483,5	729,3	1041,0	1888,0
0,563	192,1	348,3	566,4	854,4	1220,0	2212,0
0,625	220,4	399,5	650,0	980,0	1399,0	2537,0
0,688	248,1	449,8	731,5	1103,0	1575,0	2856,0
0,747	274,6	497,9	809,6	1221,0	1744,0	3161,0
0,804	299,1	542,3	881,8	1330,0	1899,0	3443,0
0,856	320,6	581,3	945,2	1426,0	2036,0	3691,0
0,906	338,0	612,8	996,4	1503,0	2146,0	3891,0
0,948	349,6	633,8	1031,0	1555.0	2220,0	4024,0
0,981	353,2	640,5	1041,0	1571,0	2243,0	4067,0
1,000	Более	Более	Более	Более	Более	Более
	355,0	645,0	1045,0	1575,0	2245,0	4070,0

Приложение 21

ПРИМЕР РАСЧЕТА МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТА В ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДА

Определить массу дизельного топлива в участке трубопровода: длиной L = 100 км, диаметром D = 529 мм, толщиной стенки δ = 8 мм. Давление в начале участка трубопровода $P_н$ = 5,5 МПа; в конце $P_к$ = 0,1 МПа. Модуль упругости трубы $E = 2{,}06 \cdot 10^5$ МПа. Средняя температура на участке $t_{ср} = 10^0$С.

1) Находят геометрический объем участка трубопровода по градуировочной таблице

$$V_{гр} = 20658{,}800 \text{ м}^3$$

2) Находят среднее избыточное давление

$$P_{ср} = (P_н + P_к) / 2 = (5{,}5 + 0{,}1)/2 = 2{,}8 \text{ МПа}$$

3) По приложению 18 находят значение поправочного коэффициента на вместимость трубопровода в зависимости от среднего давления на участке и размеров трубопровода - $K_1 = 1{,}000854$.

4) По приложению 19 находят значение поправочного коэффициента в зависимости от величины коэффициента сжимаемости нефтепродукта и среднего давления в трубопроводе - $K_2 = 1{,}001820$.

5) По приложению 17 находят значение поправочного коэффициента на вместимость трубопровода в зависимости от средней температуры $t_{ср} = 10^0$С.
$K_t = 0{,}99966$.

6) С учетом значений K_t и $K_p = (K_1 \cdot K_2)$ определяют вместимость участка трубопровода (объем дизельного топлива в трубопроводе)

$$V = K_t \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot V_{гр} =$$
$$0{,}99966 \cdot 1{,}000854 \cdot 1{,}001820 \cdot 20658{,}800\text{м}^3 = 20707{,}031 \text{ м}^3$$

7) Определяют плотность дизельного топлива как среднее значение плотности в начале $\rho_н = 852{,}5$ кг/м^3 и конце $\rho_к = 854{,}0$ кг/м^3 участка трубопровода

$$\rho_{ср} = (\rho_н + \rho_к) / 2 = (852{,}5 + 854{,}0)/2 = 853{,}25 \text{ кг/м}^3$$

8) Массу дизельного топлива находят умножением средней плотности на его объем в трубопроводе

$$M = \rho_{ср} \cdot V = 853{,}25 \cdot 20707{,}031 = 17\,668\,274{,}2 \text{ кг}$$

M =17 668 274,2 кг

Приложение 22

ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ ИНВЕНТАРИЗАЦИОННЫХ КОМИССИЙ И ИХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ОБЯЗАННОСТИ

1. Для инвентаризации основных средств, товарно-материальных ценностей, денежных средств и расчетов в АО магистральных нефтепродуктопроводов, а также в их подразделениях создаются постоянно действующие инвентаризационные комиссии в составе:

руководителя или его заместителя (председатель комиссии);
главного (старшего) бухгалтера;
руководителей структурных подразделений;
представителя общественности.

2. Для непосредственного проведения инвентаризации нефтепродуктов создаются рабочие комиссии в составе:

представителя руководства АО (председатель комиссии);
работника бухгалтерии, а также других опытных работников, (акционеров), имеющих навыки проведения инвентаризации нефтепродуктов.

3. Запрещается назначать председателем рабочей инвентаризационной комиссии у одних и тех же материально-ответственных лиц одного и того же работника два раза подряд.

4. Персональный состав постоянно действующих инвентаризационных комиссий и рабочих инвентаризационных комиссий утверждается руководителем (Генеральным директором), о чем издается приказ по организации (может быть избран на общем собрании акционеров).

5. Постоянно действующие инвентаризационные комиссии выполняют следующие функции:

- проводят профилактическую работу по обеспечению сохранности нефтепродуктов, материальных и денежных средств, а при необходимости заслушивают на своих заседаниях руководителей структурных подразделений по вопросам сохранности товарно-материальных ценностей и денежных средств;
- организуют проведение инвентаризаций и осуществляют инструктаж членов рабочих инвентаризационных комиссий;
- осуществляют контрольные проверки правильности проведения инвентаризаций, а также проводят выборочные инвентаризации нефтепродуктов и других материальных ценностей в местах хранения;
- проверяют правильность выводов результатов инвентаризаций на местах, обоснованность предложенных зачетов по пересортице нефтепродуктов на перекачивающих станциях, наливных пунктах и пунктах приемо-сдачи;
- в необходимых случаях (при установлении серьезных нарушений правил проведения инвентаризаций и др.) проводят по поручению руководства предприятий (для акционерных предприятий по поручению общего собрания акционеров) повторные сплошные инвентаризации;

- рассматривают объяснения от должностных лиц, допустивших недостачу или порчу нефтепродуктов, а также другие нарушения и дают свои предложения о порядке регулирования выявленных недостач, потерь от порчи и пр.

6. Рабочие инвентаризационные комиссии:

- осуществляют инвентаризацию нефтепродуктов, товарно-материальных и денежных средств на предприятиях и в структурных подразделениях (ПС, НП и т.д.) МНПП;

- совместно с бухгалтерией участвуют в разборе (определении) результатов инвентаризации и разрабатывают предложения по зачету недостач и излишков по пересортице, а также списанию недостач в пределах норм естественной убыли;

- вносят предложения по вопросам совершенствования и упорядочения приемки, хранения и отпуска нефтепродуктов, улучшения учета и контроля за их сохранностью;

- несут ответственность за своевременность и соблюдение порядка проведения инвентаризации в соответствии с приказом руководства организации, за полноту и точность внесения в описи данных о фактических остатках проверяемых материальных ценностей; за правильность указания в инвентаризационной описи отличительных признаков нефтепродуктов, по которым определяют их цены; за правильность и своевременность оформления материалов инвентаризации в соответствии с установленным порядком.

7. Члены инвентаризационных комиссий за внесение в инвентаризационные описи заведомо неправильных данных о фактических остатках товарно-материальных ценностей с целью сокрытия их недостач, растрат или выявленных излишков, подлежат привлечению к ответственности в установленном законом порядке.

Приложение 23

ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ ОПИСЬ N _____

нефтепродуктов в резервуарах_____
наименование объекта

Мы, нижеподписавшиеся, председатель комиссии _____и члены
должность, фамилия и.о.

комиссии _____
должность, фамилия и.о.

составили настоящую опись в том, что_____ на _____ часов было произведено
дата

снятие остатков нефтепродуктов, и после расчета установили следующее наличие:

NN nn	Номер резервуара	Наименование нефтепродукта	Уровень, мм		Объем по градуировочной таблице, $м^3$			Средняя температура нефтепродукта, ^0C	Средняя плотность нефтепродукта, $кг/м^3$	Масса нефтепродукта, кг
			Общий	Подтоварной воды	Общий	Подтоварной воды	Нефтепродукта			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Председатель комиссии _____
подпись

Члены: _____
подписи

ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ ОПИСЬ N _____

нефтепродуктов в линейной части нефтепродуктопровода

_____
наименование

Мы, нижеподписавшиеся, председатель комиссии _____и члены
должность, фамилия и.о.

комиссии _____ составили настоящую опись в том, что_____
должность, фамилия и.о. дата

на _____часов установлено следующее количество нефтепродуктов в линейной части

нефтепродуктопровода:

NN nn	Наименование нефтепродукта	Граница участка нефтепродуктопровода (пикеты)	Длина участка нефтепродуктопровода, м	Геометрическая (расчетная) вместимость участка нефтепродуктопровода $м^3$	Среднее давление в нефтепродуктопроводе, МПа ($кгс/см^2$)	Поправочный коэффициент $K = K_t \cdot K_p$ на объем нефтепродукта в трубопроводе	Поправочный коэффициент K_3 (степень заполнения самотечного участка трубопровода)	Объем нефтепродукта, $м^3$	Средняя температура, ^0C	Средняя плотность нефтепродукта, $кг/м^3$	Масса нефтепродукта, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
									0		

Председатель комиссии _____
подпись

Члены: _____
подписи

Приложение 25

ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ ОПИСЬ N _____

нефтепродуктов в технологических трубопроводах

_____
наименование объекта

Мы, нижеподписавшиеся, председатель комиссии _____ и члены
должность, фамилия и.о.

комиссии _____ составили настоящую опись в том, что_____
должность, фамилия и.о. дата

на _____часов установлено следующее количество нефтепродуктов в технологических трубопроводах

NN nn	Наименование нефтепродукта	Наименование участка (от задвижки до задвижки и др.)	Вместимость участка нефтепродуктопровода, $м^3$	Объем нефтепродукта, $м^3$	Средняя температура нефтепродукта, ^0C	Средняя плотность нефтепродукта при средней температуре, $кг/м^3$	Масса нефтепродукта, кг
1	2	3	4	5	6	7	8

Председатель комиссии _____
подпись

Члены: _____
подписи

Приложение 26

ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ ОПИСЬ N _____

нефтепродуктов в технологическом оборудовании

_____

наименование объекта

Мы, нижеподписавшиеся, председатель комиссии _____и члены

должность, фамилия и.о.

комиссии _____ составили настоящую опись в том, что_____

должность, фамилия и.о. дата

на _____часов установлено следующее количество нефтепродуктов в технологическом оборудовании:

NN nn	Наименование нефтепродукта	Наименование технологического оборудования (насосы, фильтры и т.д.)	Вместимость технологического оборудования, $м^3$	Объем нефтепродукта, $м^3$	Средняя температура нефтепродукта, ^0C	Средняя плотность нефтепродукта при средней температуре $кг/м^3$	Масса нефтепродукта, кг
1	2	3	4	5	6	7	8

Председатель комиссии _____

подпись

Члены: _____

подписи

Приложение 27

ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ ОПИСЬ N _____

нефтепродуктов в емкостях технологического оборудования

_____
наименование объекта

Мы, нижеподписавшиеся, председатель комиссии _____ и члены
должность, фамилия и.о.

комиссии _____ составили настоящую опись в том, что _____
должность, фамилия и.о. дата

на _____ часов было произведено снятие остатков нефтепродуктов, и после расчета

установили следующее наличие:

NN nn	Номер емкости технологического оборудования	Наименование нефтепродукта	Уровень, мм		Объем по градуировочной таблице, $м^3$			Средняя температура нефтепродукта, ^0C	Средняя плотность нефтепродукта, $кг/м^3$	Масса нефтепродукта, кг
			Общий	Подтоварной воды	Общий	Подтоварной воды	Нефтепродукта			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Председатель комиссии _____
подпись

Члены: _____
подписи

Приложение 28

ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ ОПИСЬ N _____

нефтепродуктов, находящихся в пути (на учетное время, оформленное отгрузочными документами)

по _____
наименование объекта

Мы, нижеподписавшиеся, председатель комиссии _____ и члены
должность, фамилия и.о.

комиссии _____ составили настоящую опись в том, что _____
должность, фамилия и.о. дата

на _____ часов установлено следующее количество нефтепродуктов, находящихся в пути:

NN nn	Наименование поставщика	Наименование нефтепродукта	Дата отгрузки	Номер товарно-транспортного документа	Номер цистерны, наименование судна и т.д.	Масса нефтепродукта нетто (по документам), кг
1	2	3	4	5	6	7

Председатель комиссии _____
подпись

Члены: _____
подписи

Приложение 29

СВОДНАЯ ВЕДОМОСТЬ N _____

инвентаризации нефтепродуктов по _____
наименование объекта

составленная на основании инвентаризационных описей структурных

подразделений по состоянию на _____ часов московского времени

_____
дата

NN nn	Наименование нефтепродукта	Масса нефтепродукта, кг						Всего масса нефтпродукта, кг
		в резервуарах	в линейной части нефтепродуктопровода	в технологических трубопроводах	в технологическом оборудовании	в емкостях технологического оборудования	находящегося в пути	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Зам. Генерального директора _____ подпись _____ фамилия, и.о.

Начальник ТТО (ТТС) _____ подпись _____ фамилия, и.о.

Гл. бухгалтер _____ подпись _____ фамилия, и.о.

СЛИЧИТЕЛЬНАЯ ВЕДОМОСТЬ N _____

результатов инвентаризации нефтепродуктов

на _____
дата

по _____
наименование объекта

NN nn	Наименование нефтепродукта	Остаток нефтепродукта, т		Результаты инвентаризации	
		фактический	книжный (по данным бухгалтерии)	излишки	недостача
				масса, кг	масса, кг
1	2	3	4	5	6

Зам. Генерального директора _____ подпись _____ фамилия, и.о.

Начальник ТТО (ТТС) _____ подпись _____ фамилия, и.о.

Гл. бухгалтер _____ подпись _____ фамилия, и.о.

Приложение 31

БАЛАНС
движения нефтепродуктов по АО (структурному подразделению АО)
за месяц, квартал, полугодие, 9 месяцев и год

(В тоннах)

№ п/п	Наименование позиции	Ассортимент перекачиваемых нефтепродуктов						
		Всего	АБ Итого	А-76... ...АБ	ДТ Итого	Дл-262 ... ДТ	Пр 51 Итого	Пр 51 .....
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	**ОСТАТКИ НА НАЧАЛО** в том числе: Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций из них **В емкостях:** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций **В трубопроводах:** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций **В технологии:** Ресурсы АО, Ресурсы сторон. орг-ций							
2.	**ПРИЕМ НЕФТЕПРО-ДУКТОВ** в том числе: Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций из них							
2.1	**От НПЗ** НПЗ (из словаря) Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций							
2.2	**От других орг-ций** Организации(из словаря) Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций							
2.3	**От соседних АО** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций							
2.4	**ПЕРЕСОРТИЦА** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций							
3.	**РАСХОД НЕФТЕПРО-ДУКТОВ** в том числе: Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций из них:							
3.1	**СДАЧА НЕФТЕПРО-ДУКТОВ** в том числе: Ресурсы АО, Ресурсы сторон. орг-ций из них:							

	По трубопроводу Ресурсы АО Ресурсы сторон.орг-ций в том числе: **Соседним АО** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций **По железной дороге** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций **Автоналив , РБ** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций							
3.2	**САМОВЫВОЗ** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций							
3.3	**ПЕРЕСОРТИЦА** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций							
3.4	**ПОТЕРИ** **Ресурсы АО от :** естественной убыли зачистки аварий хищений **Ресурсы сторон. орг-ций** от естественной убыли							
3.5	**СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ**							
4.	**ОСТАТКИ НА КОНЕЦ** в том числе: Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций из них: **В емкостях** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций **В трубопроводах** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций **В технологии** Ресурсы АО Ресурсы сторон. орг-ций							
5.	**БАЛАНС [1+2-3-4]**							

Генеральный директор _____
подпись

Гл. бухгалтер _____
подпись

Начальник ТТО _____
подпись

Примечание: по всем позициям баланса показатели приводятся по ресурсам собственного нефтепродукта АО и по ресурсам сторонних организаций раздельно. По ресурсам сторонних организаций с расшифровкой Заказчиков.

Приложение 32

ОТЧЕТ

о потерях нефтепродуктов за _____г. по _____

наименование объекта

Наименование нефтепродукта	Потери по нормам, т				Фактические потери, т	В том числе:					Фактическая естественная убыль, (выше или ниже нормы)	
						разовые потери, т				естественная убыль, (опред. с точностью до 1 кг.) т		
	При приеме, отпуске и хранении в резервуарах	При отпуске в транспортные средства	При перекачке по магистральным трубопроводам	Всего		при повреждении и аварии	при зачистке резервуаров и трубопровода	при врезке, ремонте и пр.	при несанкционированном доступе		(-) ниже нормы, (+) выше нормы, т	в х
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Общие потери нефтепродуктов

в том числе:

собственные

сторонних организаций

Ген. директор _____ _____

подпись фамилия и.о.

Начальник ТТО (ТТС) _____ _____

подпись фамилия и.о.

Приложение 33

УТВЕРЖДАЮ

_____
Ф.И.О.

_____
подпись

А К Т N_____

от "____" _____г

перечисления нефтепродуктов из сорта в сорт при смене нефтепродуктов в технологических трубопроводах и резервуарах, при зачистке и ремонте резервуаров, трубопроводов, насосов по _____
наименование объекта

Инвентаризационная комиссия, действующая на основании приказа (распоряжения) N_____ от _____г., составила настоящий акт в том, что _____г. в результате смены нефтепродуктов в технологических трубопроводах, резервуарах, (нужное подчеркнуть), при зачистке и ремонте резервуаров, трубопроводов, насосов (нужное подчеркнуть), перечислено из сорта в сорт_____в количестве
наименование нефтепродуктов

_____т.
тонны прописью (с точностью до 1 кг.)

Председатель _____ _____ _____
должность подпись ф.и.о.

Члены: _____ _____ _____
должность подпись ф.и.о.

_____ _____ _____
должность подпись ф.и.о.

_____ _____ _____
должность подпись ф.и.о.

Приложение 34

ЖУРНАЛ

учета движения партии нефтепродукта при последовательной

перекачке по нефтепродуктопроводу _____

наименование объекта

на _____г.

№ партии нефте-продукта	Наимено-вание нефте-продукта	Дата и время начала закачки	Дата и время окончания закачки	Количество закачанной партии нефтепро-дукта, т	Средняя плотность партии нефтепро-дукта, кг/м^3	Средняя температура партии нефтепро-дукта, ^{0}C	Сдано на нефтебазы и др., т	Остаток в отводах на нефтебазы, т	Сброс на проме-жуточ-ных перекачи-вающих станциях, т	Поступило на конечный пункт, т	Итого сдано и поступило, т	Отклоне-ние баланса, (+) излишки, (-) недостача, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Подписи _____

_____

Дополнительные отметки для ТПП _____

Приложение 35

Ж У Р Н А Л

учета поступления партии нефтепродукта на промежуточные перекачивающие станции и конечные пункты

_____
наименование объекта

на _____ г.

№ партии нефтепродукта	Наименование нефтепродукта	Дата и время начала поступления	Дата и время окончания поступления	Количество принятого нефтепродукта, т	Средняя плотность партии нефтепродукта, кг/м^3	Средняя температура партии нефтепродукта, ^{0}C	Количество подкачанного нефтепродукта в партию, т	Средняя плотность подкачанного нефтепродукта, кг/м^3	Средняя температура подкачанного нефтепродукта, ^{0}C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Подписи _____

_____

Дополнительные отметки для ТПП _____

Приложение 36

УТВЕРЖДАЮ

_____
Ф.И.О.

_____
подпись

А К Т N ____

от _____ _____г

на перечисление нефтепродуктов от смешения при их последовательной перекачке по нефтепродуктопроводу _____
наименование объекта

Инвентаризационная комиссия, ЛПДС_____ действующая на основании приказа (распоряжения) N_____ от_____г., составила настоящий акт в том, что_____г. в результате технологического смешения при последовательной перекачке по нефтепродуктопроводу_____ _____ перечислено из сорта
наименование объекта
в сорт_____в количестве_____т.
наименование нефтепродуктов тонны прописью

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ _____ _____ _____
должность подпись ф.и.о.

Члены: _____ _____ _____
должность подпись ф.и.о.

_____ _____ _____
должность подпись ф.и.о.

Ст. диспетчер ТТС

_____ _____
подпись ф.и.о.

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность, Ф.И.О.

_____
подпись

АКТ

на смешение нефтепродуктов

"____" _____г

На основании приказа (распоряжения) по _____ N_____ от _____" _____г. комиссия в составе: _____ в присутствии товарного оператора _____
наименование
ф. и.о., должность

проверила факт смешения _____
указывается наименование нефтепродуктов, подвергающихся смешению

произошло "____"_____г. в результате_____
краткое описание причин смешения нефтепродуктов

При смешении получено_____тонн, что подтверждается следующими данными:
наименование

NN nn	Номер резервуара	Наименование нефтепродукта	Уровень, мм		Объем по градуировочной таблице, $м^3$			Средняя температура нефтепродукта, ^0C	Средняя плотность нефтепродукта, $кг/м^3$	Масса нефтепродукта, кг
			Общий	Подтоварной воды	Общий	Подтоварной воды	Нефтепродукта			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Получено в результате смешения: _____ **Подписи членов комиссии**_____
подпись

Результат от смешения (прибыль, убыток) _____ _____
подпись

_____ **Бухгалтер** _____ **Оператор** _____
подпись подпись

Приложение 38

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ НАЛИВЕ В АВТОМОБИЛЬНЫЕ ЦИСТЕРНЫ

1. Учет нефтепродуктов при наливе в автоцистерны производится в соответствии с "Инструкцией о порядке поступления, хранения, отпуска и учета нефтепродуктов на нефтебазах, наливных пунктах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР", утвержденной Госкомнефтепродуктом СССР 15 августа 1985 года N 06/21-8-446.

2. Налив нефтепродуктов в автоцистерны на НС или РБ производят автоматизированными системами налива типа АСН-5. Для отпуска на АСН должны быть предназначены отдельные резервуары.

3. Автоцистерны, прибывающие под налив, должны соответствовать требованиям Инструкции 36-55 Госстандарта "Поверка автоцистерн калиброванных".

4. Перевозка нефтепродуктов осуществляется самовывозом - автотранспортом Получателей или централизованно при наличии Договора на оказание услуг по наливу - транспортом Исполнителя, либо арендованным у специализированных автопредприятий транспортом.

5. На Получателей продукта НС или РБ заводятся совмещенные материально-денежные карточки, в которых отражаются декадные, месячные, квартальные, годовые объемы отпуска нефтетепродуктов, а также денежные средства, поступающие на расчетный счет Исполнителя в порядке предоплаты за оказание услуг по наливу. При отпуске собственного продукта АО денежные платежи за нефтепродукт и за оказание услуг по наливу приводятся раздельно.

6. Отпуск нефтепродуктов потребителям сверх объемов, оговоренных в договорах и при отсутствии денег (предварительной оплаты) за услуги по наливу категорически запрещается.

Отпуск нефтепродуктов, являющихся ресурсами АО производится с предварительной оплатой. В отдельных случаях допускается отпуск нефтепродуктов без предварительной оплаты по решению руководства АО.

Недопустим также отпуск нефтепродуктов при поступлении денежных средств на картотеку Получателя от других организаций.

7. При централизованной доставке нефтепродуктов, осуществляемой Исполнителем по договорам с Получателем, на АЗС комбинатов автообслуживания, наливные пункты и пункты сдачи заключают с автотранспортными предприятиями договора, на аренду автотранспортных средств или на оказание транспортных услуг, в которых указывается прогнозируемый объем перевозок по сортам нефтепродуктов по возможности с квартальной и месячной разбивкой, с предоплатой. Отклонение согласованных объемов перевозок от фактического и их оплата производится по согласованию сторон.

8. Руководство централизованными перевозками осуществляет диспетчер Исполнителя с суточными графиками налива нефтепродуктов, составленного на основании двухстороннего соглашения между Исполнителем и Заказчиком.

9. При централизованной доставке нефтепродуктов, осуществляемой Исполнителем, потребителям в соответствии с заключенными договорами, потребители представляют наливным станциям месячные графики перевозок с разбивкой по дням и сортам нефтепродуктов. Объем перевозок по согласованным графикам должен соответствовать

месячным объемам, заявленным потребителями в договорах. По согласованию сторон график на осуществление услуг по наливу может быть откорректирован не позднее, чем за пять дней до планируемого месяца.

10. Для машинной обработки суточных, месячных и т.д. объемов сдачи нефтепродуктов Получателям в соответствии с нормативными документами ЦКБ "АСУ-Нефтепродукт" предприятиям Получателям, Заказчикам присваиваются специальные коды: кодируются нефтепродукты по группам, сортам, видам и категориям потребителей. Карточкам потребителей также присваивают кодовые номера.

11. До начала смены оператор по наливу отбирает пробы по каждому сорту нефтепродукта, определяет их температуру и плотность и результаты измерений заносит в журнал оператора, осуществляющего оформление первичных документов (товарно-транспортных накладных - ТТН) по форме:

Дата и время	Наименование нефтепродукта	Место отбора пробы	Температура нефтепродукта, ^0C	Плотность нефтепродукта, кг/м^3	Роспись товарного оператора АСН
1	2	3	4	5	6

12. Измерение плотности и температуры отпускаемых нефтепродуктов производится по пробам, отбираемым непосредственно из автоцистерн (в соответствии с ГОСТ 2517-85)через каждые 2 часа.

13. Зафиксированные в журнале результаты измерений плотности и температуры нефтепродуктов вводятся в оперативную память электронных фактурных бухгалтерских машин, например, типа "Искра" (ЭФБМ) или ПЭВМ, и являются основанием при подсчете массы нефтепродуктов.

14. Оформление товарно-транспортных накладных осуществляется операторами ЭФБМ по паспортам на автоцистерны, подписанными и скрепленными печатями Государственного поверителя.

15. Одновременно с оформлением ТТН с карточек Получателей снимают объемы, суммы средств на оказание услуг по наливу и суммы стоимости нефтепродуктов, если этот продукт взят из ресурсов АО.

16. При въезде автоцистерн на территорию площадки АСН-5 водителям должны выдаваться ключи от стояков налива. Налив осуществляется под точками, соответствующими сорту нефтепродукта, указанному в ТТН, и контролируется оператором по наливу.

17. После налива автоцистерны и приведения стояков в исходное положение на экземпляре ТТН оператор штампом "пропустить" подтверждает получение (налив) нефтепродуктов. Данная ТТН оставляется дежурному ВОХР при выезде с территории наливной станции.

18. Отпущенное количество нефтепродуктов по маркам, видам и категориям потребителей ежедневно суммируют по ТТН или распе- чатанным перфокартам ЭФБМ, сличают со счетчиками и результатами измерений по резервуарам.

При выявлении разницы, превышающей ± 0,5 % по массе, излишки нефтепродуктов в резервуарах Исполнителя приходуются. Заказчиком (Владельцем нефтепродуктов) при недостаче нефтепродуктов проводится расследование и к виновным лицам применяют меры в установленном законом порядке.

Приложение 39

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ УЧЕТЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

1. Закон Российской Федерации о поставках продукции и товаров для государственных нужд от 28 мая 1992 г. N 2859-1 / Вестник Высшего Арбитражного Суда РФ, 1994, N 11.- с. 13-17.

2. Федеральный Закон о поставках продукции для федеральных государственных нужд от 13 декабря 1994 г. N 60-ФЗ/ Вестник Высшего Арбитражного Суда РФ, 1995, N 2.- с. 10-14.

3. Закон Российской Федерации "Об обеспечении единства измерений"

4. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов / Гос. ком. РСФСР по обеспечению нефтепродуктами: Введ. 23.07.84. - Разраб. Госкомнефтепродукт СССР.- М.: Недра, 1988.- 87 с.

5. Особые условия поставки нефтепродуктов нефтеснабсбытовыми организациями потребителям. Утв. Постановлением Госснаба СССР и Госарбитража СССР от 17 мая 1979 г. N 33/10 с последующим дополнением от 29.06.87 г. Д-76.

6. Особые условия поставки нефтепродуктов предприятиями изготовителями нефтеснабсбытовым организациям. Утв. постановлением Госснаба СССР и Госарбитража СССР от 06.03.75г. N 18/104.- М.: Госснаб СССР, 1975.

7. Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству. Утв. постановлением Госарбитража СССР от 15.06.65. NП-6 (с изменениями, внесенными постановлениями Госарбитража СССР от 29 декабря 1973 г. N 81, от 14 ноября 1974 г. N 98, от 23 июля 1975 г. N 115).

8. Инструкция по технологии последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам Госкомнефтепродукта СССР. Утв. Госкомнефтепродуктом СССР 23.09.86.

9. Инструкция по техническому расследованию, учету аварий и повреждений технологических объектов магистральных нефтепродуктопроводов и списанию сверхнормативных потерь нефтепродуктов. Утв. Госкомнефтепродуктом СССР 28.03.84. - Госкомнефтепродукт СССР.

10. Инструкция по транспортированию топлива для реактивных двигателей по магистральным нефтепродуктопроводам. Утв. Госкомнефтепродуктом СССР 29.07.89 г.

11. Инструкция по учету поступления и расходованию горюче-смазочных материалов и единых талонов на отпуск нефтепродуктов на предприятиях, в организациях, колхозах

и совхозах. Утв. Госкомнефтепродуктом СССР 03.02.84. N 01/21 - 8 - 72. - М.: Госкомнефтепродукт СССР, 1972.

12. Инструкция № 06/21-8-446 "О порядке поступления, хранения, отпуска и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах, наливных пунктах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР", утвержденной 15 августа 1985 г.

13. Общие правила перевозок грузов, пассажиров и багажа по морским путям сообщения на судах Министерства морского флота 4-М.

14. Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству, утвержденная постановлением Госарбитража СССР от 25.04.66 N П-7 (с изменениями, внесенными постановлениями Госарбитража СССР от 29 декабря 1973 г. N 81, от 14 ноября 1974 г. N 98, от 23 июля 1975 г. N 115).

15. Инструкция о порядке поступления, хранения, отпуска и учета нефтепродуктов на нефтебазах, наливных пунктах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР. Москва, 1985 г. Утв. Зам. Председателя Госкомнефтепродукта СССР 15 августа 1985 г N 06/21-8-446.

16. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании. Утв. Постановлением Госснаба СССР от 26.03.86 N 40.- М.: Госснаб СССР, 1986.

17. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.

18 . ГОСТ 8.321-78. Уровнемеры промышленного применения и поплавковые. Методы и средства поверки.

19. ГОСТ 26976-86. Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы.

20. ГОСТ 8.346-79 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки.

21. ГОСТ 7502-80. Рулетки измерительные металлические.

22. ГОСТ 8.247-77. ГСИ. Метрошток для измерения уровня нефтепродуктов в транспортных и стационарных емкостях. Методы и средства поверки.

23. ГОСТ 427-75. Линейки измерительные металлические. Основные параметры и размеры. Технические требования.

24. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

25. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

26. ГОСТ 13196-85. Пробоотборники стационарные для резервуаров с нефтью и нефтепродуктами. Тип и основные параметры. Общие технические требования.

27. ГОСТ 1770-74. Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы.

28. ГОСТ 18481-81Е. Ареометры и цилиндры стеклянные. Технические условия.

29. ГОСТ 2477-65. Нефтепродукты. Методы количественного определения содержания воды.

29. ГОСТ 6370-83. Нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

30. ГОСТ 8.207-76. ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения.

31. ГОСТ 8.470-82. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема жидкости.

32. ПР 50.2.006-94 "ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения".

33. ПР 50.2.009-94 "ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений".

34. ПР 50.2.017-94 "ГСИ. Положение о Российской системе калибровке.

35. РД 112 РСФР - 028 - 90 “Нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров” .

36. РД 153-39.4Р- 005 - 94 “Положение о метрологической службе АК “Транснефтепродукт”

37. РД 112 РСФСР-036-91 "Определение вместимости и градуировка магистральных нефтепродуктопроводов".

38. РД 50-156-79. Методические указания. Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 $м^3$ геометрическим методом.

39. РД 112-РСФСР-040-91. Положение об организации контроля и обеспечения сохранности качества нефтепродуктов в системе Российского Государственного концерна по обеспечению нефтепродуктами "Роснефтепродукт". Утв. 17.10.91.- М.: 1992.- 93 с.

40. РД 153 - 39.4 - 001 - 96 “Правила сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ по отводам магистральных нефтепродуктопроводов”

41. Правила 14-49. О порядке утверждения местными органами Госстандарта калибровочных таблиц береговых резервуаров для нефти и нефтепродуктов, принимаемых и сдаваемых на перевалочных нефтебазах при перевозке водным транспортом. - М.: Изд. стандартов, 1970.

42. МИ 1823-87. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров. Методика выполнения измерений геометрическим и объемным методами.

43. Методические указания по определению вместимости и градуировка трубопроводов нефтебаз. Геометрический метод. Утв. Главнефтеснабом РСФСР 15.11.77. - М.: Главнефтеснаб РСФСР, 1977.

44. Инструкция 36-55 по поверке автоцистерн калиброванных.

45. Таблицы калибровки железнодорожных цистерн.- М.: Транспорт, 1980.

46. Положение о бухгалтерском учете и отчетности в Российской Федерации. Утв. Минфином РФ от 26 декабря 1994 г. N 170.

47. Основные положения по инвентаризации основных средств, товарно-материальных ценностей, денежных средств и расчетов. Приложение к письму Минфина СССР от 30 декабря 1982 г. N 179.- М.: Минфин СССР, 1983.

48. Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли. Утв. постановлением Правительства РФ от 5 августа 1992 г. N 552.

49. Закон РФ о бухгалтерском учете от 21 ноября 1996г., №1229-ФЗ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2. ПРИЕМ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И СДАЧА НЕФТЕПРОДУКТОВ	5
2.1. Общие положения	5
2.2. Учет нефтепродуктов при преме и сдаче на наливных пунктах	7
2.3. Учет нефтепродуктов при приеме и сдаче по отводам магистральных нефтепродуктопроводов	8
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО УЗЛУ УЧЕТА	9
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ	10
4.1. Общие положения	10
4.2. Определение массы нефтепродуктов объемно - массовым статическим методом в резервуарах, железнодорожных и автомобильных цистернах	10
4.2.1. Определение вместимости и градуировка резервуаров, железнодорожных и автомобильных цистерн	10
4.2.2. Определение уровня нефтепродуктов и подтоварной воды в резервуарах и транспортных средствах	11
4.2.3. Определение плотности нефтепродуктов	13
4.2.4. Измерение температуры нефтепродуктов в резервуаре или транспортной емкости	14
4.2.5. Определение массы нефтепродуктов в емкости	14
5. ОФОРМЛЕНИЕ УЧЕТНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПРИ ПРИЕМО--СДАТОЧНЫХ ОПЕРАЦИЯХ	16
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТА В ТРУБОПРОВОДЕ	18
7. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ	20
8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ПОТЕРЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ИХ СПИСАНИЕ	24
9. УЧЕТ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ	27

10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОВАРНЫХ ОСТАТКОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ ГОЛОВНЫХ, ПРОМЕЖУТОЧНЫХ И НАЛИВНЫХ СТАНЦИЙ 30

11. ПРИЕМ-ОТПУСК НЕФТЕПРОДУКТОВ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ АО 31

12. ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ ТОВАРНОГО БАЛАНСОВОГО ОТЧЕТА 32

13. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА И ОТЧЕТНОСТИ 33

Приложения :

1. Методика составления оперативного баланса по массе нефтепродукта 34

2. Отгрузочная ведомость 39

3. РД 153-39.4-001-96 "Правила сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ по отводам магистральных нефтепродуктопроводов" 40

4. Журнал регистрации открытия и закрытия задвижек на приемо-сдаточном пункте и их опломбирования 53

5. Журнал регистрации состояния задвижек конечного узла отвода (на ПОН, ПСП) и сдачи узла под охрану 53

6. Акт приема (сдачи) нефтепродуктов от нефтеперерабатывающего завода на нефтепродуктопроводный транспорт 54

7. Акт приема (сдачи) нефтепродуктов между структурными подразделениями в системе АК "Транснефтепродукт" 55

8. Акт приема (сдачи) нефтепродуктов по трубопроводу 56

9. Сводный акт при отгрузке нефтепродуктов на экспорт 57

10. Реестр железнодорожных накладных при отгрузке нефтепродуктов с наливного пункта 58

11. Журнал регистрации актов приема-сдачи по приемо-сдаточному пункту 58

12. Журнал регистрации проб нефтепродуктов 59

13. Типовая междуведомственная форма № М-2а[1] (Доверенность) 60

14. Журнал учета выдачи паспортов качества 61

15. Форма градуировочной характеристики магистрального нефтепродуктопровода на уровне подразделений АО 61

16. Форма градуировочной характеристики магистрального нефтепродуктопровода на уровне АО МНПП 62

17. Значение поправочного коэффициента K_1 на вместимость трубопровода в зависимости от средней температуры 63

18. Значения поправочных коэффициентов K_1 на вместимость трубопроводов в зависимости от среднего давления на участке и размеров трубопровода 64

19. Значения поправочных коэффициентов K_2 в зависимости от величины коэффициента сжимаемости нефтепродукта и среднего давления трубопроводе 72

20. Методика расчета объема нефтепродукта, находящегося в самотечном участке нефтепродуктопровода 73

21. Пример расчета массы нефтепродукта в линейной части трубопровода 76

22. Порядок организации инвентаризационных комиссий и их функциональные обязанности 77

23. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в резервуарах 79

24. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в линейной части нефтепродуктопровода 80

25. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в технологических трубопроводах 81

26. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в технологическом оборудовании 82

27. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в емкостях технологического оборудования 83

28. Инвентаризационная опись нефтепродуктов,

находящихся в пути 84

29. Сводная ведомость результатов инвентаризации нефтепродуктов 85
30. Сличительная ведомость результатов инвентаризации нефтепродуктов 86

31. Баланс движения нефтепродуктов по АО (структурному подразделению АО) 87

32. Отчет о потерях нефтепродуктов 89

33. Акт перечисления нефтепродуктов из сорта в сорт при смене нефтепродуктов в технологических трубопроводах и резервуарах, при зачистке и ремонте резервуаров, трубопроводов, насосов 90
34. Журнал учета движения партии нефтепродукта при последовательной перекачке по нефтепродуктопроводу 91

35. Журнал учета поступления партии нефтепродукта на промежуточные станции и конечные пункты 92

36. Акт о перечислении нефтепродуктов от смешения при их последовательной перекачке по нефтепродуктопроводу 93

37. Акт на смешение нефтепродуктов 94

38. Особенности учета нефтепродуктов при наливе в автомобильные цистерны 95

39. Перечень нормативно-технических документов, применяемых при учете нефтепродуктов 97

ОГЛАВЛЕНИЕ 101

ПРИЛОЖЕНИЯ :

1. Методика составления оперативного баланса по массе нефтепродукта
2. Отгрузочная ведомость
3. РД 153-39.4-001-96 "Правила сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ по отводам магистральных нефтепродуктопроводов"
4. Журнал регистрации открытия и закрытия задвижек на приемо-сдаточном пункте и их опломбирования
5. Журнал регистрации состояния задвижек конечного узла отвода (на ПОН, ПСП) и сдачи узла под охрану
6. Акт приема (сдачи) нефтепродуктов от нефтеперерабатывающего завода на нефтепродуктопроводный транспорт
7. Акт приема (сдачи) нефтепродуктов между структурными подразделениями в системе АК "Транснефтепродукт"
8. Акт приема (сдачи) нефтепродуктов по трубопроводу
9. Сводный акт при отгрузке нефтепродуктов на экспорт
10. Реестр железнодорожных накладных при отгрузке нефтепродуктов с наливного пункта
11. Журнал регистрации актов приема-сдачи по приемо- сдаточному пункту
12. Журнал регистрации проб нефтепродуктов
13. Типовая междуведомственная форма № М-2а (Доверенность)
14. Журнал учета выдачи паспортов качества
15. Форма градуировочной характеристики магистрального нефтепродуктопровода на уровне подразделений АО
16. Форма градуировочной характеристики магистрального нефтепродуктопровода на уровне АО МНПП
17. Значение поправочного коэффициента K_1 на вместимость трубопровода в зависимости от средней температуры
18. Значения поправочных коэффициентов K_1 на вместимость трубопроводов в зависимости от среднего давления на участке и размеров трубопровода
19. Значения поправочных коэффициентов K_2 в зависимости от величины коэффициента сжимаемости нефтепродукта и среднего давления трубопроводе
20. Методика расчета объема нефтепродукта, находящегося в самотечном участке нефтепродуктопровода
21. Пример расчета массы нефтепродукта в линейной части трубопровода
22. Порядок организации инвентаризационных комиссий и их функциональные обязанности
23. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в резервуарах
24. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в линейной части нефтепродуктопровода
25. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в технологических трубопроводах
26. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в технологическом оборудовании
27. Инвентаризационная опись нефтепродуктов в емкостях технологического оборудования
28. Инвентаризационная опись нефтепродуктов, находящихся в пути
29. Сводная ведомость результатов инвентаризации нефтепродуктов
30. Сличительная ведомость результатов инвентаризации нефтепродуктов
31. Баланс движения нефтепродуктов по АО, структурному подразделению АО
32. Отчет о потерях нефтепродуктов
33. Акт перечисления нефтепродуктов из сорта в сорт при смене нефтепродуктов в технологических трубопроводах и резервуарах, при зачистке и ремонте резервуаров, трубопроводов, насосов
34. Журнал учета движения партии нефтепродукта при последовательной перекачке по нефтепродуктопроводу
35. Журнал учета поступления партии нефтепродукта на промежуточные станции и конечные пункты
36. Акт о перечислении нефтепродуктов от смешения при их последовательной перекачке по нефтепродуктопроводу
37. Акт на смешение нефтепродуктов
38. Особенности учета нефтепродуктов при наливе в автомобильные цистерны
39. Перечень нормативно-технических документов, применяемых при учете нефтепродуктов

gost.e-ecolog.ru